

Notiziario Aiel Irpaies

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti

ANNO XXXXIII

N. 1 – GENNAIO/FEBBRAIO 2012

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107 del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino

Direttore Responsabile: [Antonello Greco](#)

Chiuso in redazione il 27 gennaio 2012

Distribuito gratuitamente su: www.unae.it

Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta

Presidente: Antonio Serafini

Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino

tel. 011 746897 – fax. 011 3819650

Codice Fiscale 80099330013

Partita IVA 07651840014

e-mail: info@unae-irpaies.it

Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere

l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail

comunicando l'indirizzo a: info@unae-irpaies.it

I dati personali saranno raccolti nella banca-dati ad uso redazionale presso la nostra sede di Torino cui gli interessati potranno rivolgersi ed esercitare i diritti previsti dalla Legge 675/96.

Informativa conforme all'articolo 2, comma 2 del Codice deontologico relativo al trattamento dei dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica (art. 25 - Legge n. 675/96).

Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di rifiutare qualsiasi articolo o inserzione. Le opinioni e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli non impegnano la Redazione.

Riproduzione riservata: È vietata la riproduzione, ritrasmissione, fotocopia, immissione in reti internet o intranet, su server di rete, copie via e-mail, rassegne stampa o altro modo di diffusione delle notizie o servizi pubblicati senza autorizzazione dell'UNAE Piemonte e Valle d'Aosta.

SOMMARIO

NOVITÀ NORMATIVE	1
QUALIFICAZIONE NEL SETTORE DEGLI AMBIENTI SOSPETTI DI INQUINAMENTO O CONFINATI	2
REGOLA TECNICA DI RIFERIMENTO PER LA CONNESSIONE BT – PRIMA PARTE	6
DELIBERAZIONE 29 DICEMBRE 2011 - ARG/ELT 198/11	13
INCONTRI TECNICI	20
CEI: DOMANDA DI AMMISSIONE SOCIO ADERENTE DI BASE	21
I NOSTRI CORSI	22

EDITORIALE



NOVITÀ NORMATIVE

ANTONELLO GRECO

Il nuovo anno comincia con alcune importanti novità normative. La prima e più importante di queste è senz'altro rappresentata dalla Norma Cei 0-21.

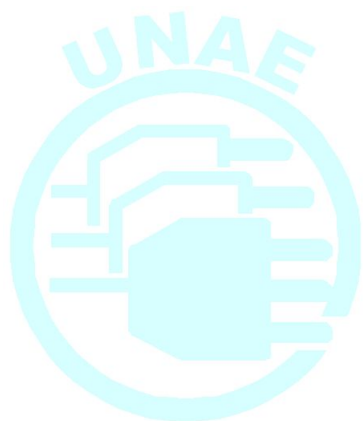
La norma rappresenta la regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti passivi e attivi alla rete di distribuzione secondaria in bassa tensione. Ne parliamo a pagina 6 con la prima parte di un importante contributo pervenuto dalla segreteria tecnica.

La seconda novità, invece, è rappresentata da una serie di nuove Deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tra le quali troviamo: la modifica del Testo Integrato delle Connessioni Attive (Del. ARG/elt 99/08); le disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (Del. ARG/elt 199/11 – di cui trovate il dossier elaborato dalla segreteria tecnica da pagina 13) e il nuovo testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (Del. ARG/elt 198/11).

Si tratta solo di alcune delle importanti novità con cui abbiamo cominciato il nuovo anno.

I nostri soci avranno poi visto che abbiamo dedicato un numero speciale, il Supplemento al numero 1-2012, alla pubblicazione del sunto della ricerca sulla sicurezza in Italia nell'anno 2011, "ATTACCHIAMO LA SPINA: libro bianco sulla sicurezza elettrica domestica".

Buon lavoro e felice anno nuovo.



QUALIFICAZIONE NEL SETTORE DEGLI AMBIENTI SOSPETTI DI INQUINAMENTO O CONFINATI**SALVATORE CAMPOBELLO, ANTONELLO GRECO**

Il 23 novembre scorso è entrato in vigore il Decreto del Presidente della Repubblica 14 settembre 2011, n. 177¹ "Regolamento recante norme per la qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi operanti in ambienti sospetti di inquinamento o confinanti, a norma dell'articolo 6, comma 8, lettera g), del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81²".

Scopo del regolamento è disciplinare il sistema di qualificazione delle imprese e dei lavoratori autonomi destinati ad operare nel settore degli ambienti sospetti di inquinamento (applicato ai lavori in ambienti sospetti di inquinamento di cui agli articoli 66 e 121 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81) o confinanti (allegato IV, punto 3 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81). In altre parole, il DPR definisce i criteri di qualificazione che devono possedere le imprese che operano nel settore degli ambienti sospetti di inquinamento o confinanti, nonché le procedure che vanno seguite per effettuare tali lavorazioni.

Gli ambienti oggetto del regolamento riguardano:

- ♦ lavori in ambienti sospetti di inquinamento eseguiti in pozzi neri, fogne, camini, fosse, gallerie, recipienti, condutture e caldaie e simili, e in generale in ambienti ove sia possibile il rilascio di gas deleteri;
- ♦ presenza negli scavi di gas o vapori tossici, asfissianti, infiammabili o esplosivi, in rapporto alla natura geologica del terreno o alla vicinanza di fabbriche, depositi, raffinerie, stazioni di compressione e di decompressione, metanodotti e condutture di gas e in generale ove sia possibile una infiltrazione di sostanze pericolose;
- ♦ lavori in ambienti confinanti come vasche, canalizzazioni, tubazioni, serbatoi, recipienti e silos.

Le novità più significative introdotte dal decreto, riguardano:

- ♦ formazione specifica, informazione ed addestramento, relativo aggiornamento, relativamente ai rischi che possono presentarsi negli "ambienti confinanti";

- ♦ redazione di procedure specifiche di sicurezza ed emergenza;
- ♦ obbligo di dispositivi di protezione individuale (es. maschere per la respirazione assistita, imbracature di sicurezza, ecc.) compresi rilevatori di gas tossici;
- ♦ tutte le operazioni devono essere effettuate da lavoratori esperti, in percentuale non inferiore al 30% della forza lavoro, con esperienza almeno triennale in "ambienti confinanti", assunti con contratto di lavoro subordinato o con altri contratti (certificati ai sensi del D.lgs. 276/03);
- ♦ regime del subappalto consentito solo se espressamente autorizzato dal datore di lavoro committente, il quale dovrà verificare il possesso dei requisiti di qualificazione anche da parte dell'impresa subappaltatrice;
- ♦ quando le lavorazioni sono svolte in regime di appalto, prima dell'accesso nei luoghi di lavoro, i lavoratori dovranno essere idoneamente informati dal datore di lavoro committente dei rischi che possono essere presenti all'interno del luogo confinato o sospetto di inquinamento;
- ♦ il datore di lavoro committente deve individuare un proprio rappresentante, adeguatamente formato e addestrato, incaricato di vigilare sulle operazioni lavorative negli ambienti confinanti.

Luoghi Conduttori Ristretti

Molti avranno riconosciuto fra gli ambienti definiti "sospetti di inquinamento o confinanti", alcuni luoghi che la normativa tecnica definisce "luoghi conduttori ristretti" e per i quali la Norma Cei 64-8:2007-01 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua" prescrive specifiche condizioni di sicurezza, che si trovano nei luoghi di lavoro e, pertanto, soggetti alle prescrizioni del Testo Unico sulla sicurezza sul lavoro (Decreto Legislativo 9 aprile 2008, n. 81).

Il DPR 177/2011 non cita i rischi elettrici di cui sopra, ma è opportuno ricordare che nella valutazione dei rischi in questi ambienti confinanti occorre anche adottare i provvedimenti specifici per la sicurezza

¹Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana – serie generale - n. 260 del 8 novembre 2011

²Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

elettrica. Parafrasando il, pertanto, potremmo dire che esistono degli "spazi confinati con rischi elettrici per i lavoratori", come ad esempio le situazioni di rischio di folgorazione di persone che svolgono attività su tralicci metallici (di linee aeree, di antenne, di sostegno di impianti eolici, ecc.) simili a quelle dei luoghi conduttori ristretti. All'uopo ricordiamo che i principali rischi elettrici da tenere in considerazione sono:

- ◆ folgorazione (elettrocuzione)
- ◆ arco elettrico
- ◆ incendio
- ◆ esplosione
- ◆ mancanza dell'energia elettrica
- ◆ fulmini

Come accennato, la Norma CEI 64-8 nella Sezione 706 analizzati i rischi elettrici specifici negli spazi confinati (Luoghi conduttori ristretti) illustrando le prescrizioni per i provvedimenti impiantistici idonei a ridurre, in particolare, i rischi elettrici specifici derivanti da:

- ◆ essere luoghi conduttori
- ◆ essere ristretti

Un luogo conduttore ristretto è quello in cui sono presenti entrambe le seguenti condizioni;

- ◆ è in buon collegamento con il terreno (serbatoi metallici di piccole dimensioni, cunicoli umidi o con l'acqua [volumi ristretti di imbarcazioni metalliche], ecc.);
- ◆ Il volume è ridotto e l'operatore è costretto a lavorare mentre parti del suo corpo (oltre le mani ed i piedi) sono in contatto con parti conduttrici.

Luoghi conduttori ristretti

Un luogo conduttore ristretto è un luogo, essenzialmente delimitato da superfici metalliche o altre parti conduttrici circostanti nel quale è probabile che una persona possa venire in contatto con tali superfici attraverso un'ampia parte del suo corpo, ed è limitata la possibilità di interrompere tale contatto (Norma CEI 64-8 - art. 706.1) .

Luoghi conduttori ristretti delimitati da superfici in buon collegamento elettrico con il terreno e nei quali una persona abbia una elevata probabilità di venire in contatto con tali superfici attraverso un'ampia parte del corpo diversa da mani e piedi. (Norma CEI 64-8 - art. 706.1 [Commenti])

Le condizioni ambientali in cui si opera in un luogo conduttore ristretto, pertanto, comportano: una

ridotta resistenza elettrica del corpo umano, una bassa resistenza del corpo verso terra, percorsi della corrente nel corpo più pericolosi, difficoltà di distacco dalle parti conduttrici, e quindi, il tragitto della corrente elettrica³ tra una mano e varie parti del corpo possono essere molteplici, in parallelo, ed in aggiunta, il corpo umano presenta una resistenza minore rispetto alle condizioni ordinarie, aumentando così i rischi di tetanizzazione e fibrillazione ventricolare.

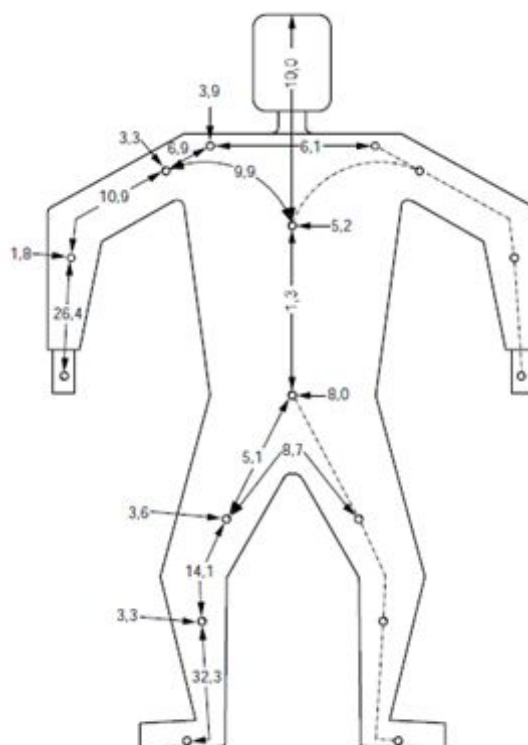


Figura 1: impedenze interne parziali Zip del corpo umano

Ritornando al Decreto Legislativo 9 aprile 2008 , n. 81, leggiamo (Titolo 6, rischi per l'energia elettrica): "6.1 Le attrezzature di lavoro debbono essere installate in modo da proteggere i lavoratori dai rischi di natura elettrica ed in particolare dai contatti elettrici diretti ed indiretti con parti attive sotto tensione.

6.2 Nei luoghi a maggior rischio elettrico, come individuati dalle norme tecniche, le attrezzature di lavoro devono essere alimentate a tensione di sicurezza secondo le indicazioni delle norme tecniche".

³Dal 1 novembre 2011 è entrata in vigore la Norma Cei 64-18 "Effetti della corrente elettrica attraverso il corpo umano e degli animali. Parte 1: aspetti generali" che ha abrogato la Norma Cei 64 "Effetti della corrente elettrica sul corpo umano"

Vediamo, dunque, quali sono le principali misure di protezione che la norma CEI 64-8 prescrive per i circuiti che alimentano:

a) utensili portatili e apparecchi di misura trasportabili o mobili:

- ◆ circuiti SELV (Norma CEI 64-8 - art. 411.1), oppure separazione elettrica (Norma CEI 64-8 - art. 413.5) con la condizione che venga collegato un solo componente elettrico ad un avvolgimento secondario del trasformatore di isolamento⁴.

b) lampade portatili:

- ◆ circuiti SELV (Norma CEI 64-8 - art. 413.5)

Le sorgenti di alimentazione SELV devono essere situate all'esterno del luogo conduttore ristretto, a meno che esse non facciano parte dell'impianto fisso situato all'interno del luogo conduttore ristretto (Norma CEI 64-8 - art. 706.411.1.2.6).

c) componenti elettrici fissi:

- ◆ interruzione automatica dell'alimentazione (Norma CEI 64-8 - art. 413.1) con un collegamento equipotenziale supplementare (Norma CEI 64-8 - art. 413.1.2.2.3) che colleghi le masse dei componenti elettrici fissi e le masse estranee del luogo conduttore ristretto, incluso il pavimento, se conduttore, oppure
- ◆ circuiti SELV (Norma CEI 64-8 - art. 411.1), oppure
- ◆ separazione elettrica⁵ (Norma CEI 64-8 - art. 413.5) con la condizione tuttavia che venga collegato un solo componente elettrico a un avvolgimento secondario del trasformatore di isolamento, oppure
- ◆ con componenti elettrici di Classe II, o con componenti elettrici aventi isolamento equivalente (Norma CEI 64-8 - art. 413.2), a condizione che i circuiti di alimentazione siano protetti da una protezione aggiuntiva mediante interruttori differenziali (Norma CEI 64-8 - art. 412.5) con corrente differenziale non superiore a 30 mA.

Altre prescrizioni riguardano i piccoli gruppi elettrogeni, e le altre sorgenti autonome,

cioè non alimentate dalla rete, che possono essere situate all'interno del luogo conduttore ristretto (Norma CEI 64-8, sezione 706.411.1.2.6 - Commenti).

Per quanto riguarda la protezione contro i contatti diretti troviamo limitazioni per la protezione mediante ostacoli (non è ammessa) e la protezione mediante distanziamento (non è ammessa).

Per quanto riguarda, invece, il collegamento equipotenziale e messa a terra funzionale, se il luogo conduttore ristretto nel quale si trovano componenti elettrici che richiedono una messa a terra funzionale (es. apparecchi di misura e di controllo), si deve realizzare un collegamento equipotenziale supplementare che colleghi le masse e le masse estranee che si trovano all'interno del luogo conduttore ristretto, ed il dispersore per la messa a terra funzionale (Norma CEI 64-8 - art. 706.413.1.2.3).

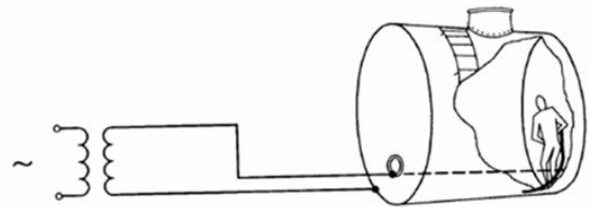


Figura 2: la saldatrice è posizionata all'esterno della zona confinata

Decreto Legislativo 9 aprile 2008, n. 81

Art. 66: lavori in ambienti sospetti di inquinamento

1. E' vietato consentire l'accesso dei lavoratori in pozzi neri, fogne, camini, fosse, gallerie e in generale in ambienti e recipienti, condutture, caldaie e simili, ove sia possibile il rilascio di gas deleteri, senza che sia stata previamente accertata l'assenza di pericolo per la vita e l'integrità fisica dei lavoratori medesimi, ovvero senza previo risanamento dell'atmosfera mediante ventilazione o altri mezzi idonei. Quando possa esservi dubbio sulla pericolosità dell'atmosfera, i lavoratori devono essere legati con cintura di sicurezza, vigilati per tutta la durata del lavoro e, ove occorra, forniti di apparecchi di protezione.

L'apertura di accesso a detti luoghi deve avere dimensioni tali da poter consentire l'agevole recupero di un lavoratore privo di sensi.

⁴Un trasformatore di isolamento può avere parecchi avvolgimenti secondari.

⁵Quando viene scelta la protezione per separazione elettrica è preferibile utilizzare apparecchi utilizzatori di Classe II; se vengono usati apparecchi utilizzatori di Classe I si raccomanda di effettuare un collegamento equipotenziale supplementare tra le masse di questi apparecchi e le masse estranee del luogo conduttore.

Art. 121: Presenza di gas negli scavi

1. Quando si eseguono lavori entro pozzi, fogne, cunicoli, camini e fosse in genere, devono essere adottate idonee misure contro i pericoli derivanti dalla presenza di gas o vapori tossici, asfissianti, infiammabili o esplosivi, specie in rapporto alla natura geologica del terreno o alla vicinanza di fabbriche, depositi, raffinerie, stazioni di compressione e di decompressione, metanodotti e condutture di gas, che possono dar luogo ad infiltrazione di sostanze pericolose.

2. Quando sia accertata o sia da temere la presenza di gas tossici, asfissianti o la irrespirabilità dell'aria ambiente e non sia possibile assicurare una efficiente aerazione ed una completa bonifica, i lavoratori devono essere provvisti di idonei dispositivi di protezione individuale delle vie respiratorie, ed essere muniti di idonei dispositivi di protezione individuale collegati ad un idoneo sistema di salvataggio, che deve essere tenuto all'esterno dal personale addetto alla sorveglianza. Questo deve mantenersi in continuo collegamento con gli operai all'interno ed essere in grado di sollevare prontamente all'esterno il lavoratore colpito dai gas.

3. Possono essere adoperate le maschere respiratorie, in luogo di autorespiratori, solo quando, accertate la natura e la concentrazione dei gas o vapori nocivi o asfissianti, esse offrano garanzia di sicurezza e sempreché sia assicurata una efficace e continua aerazione.

4. Quando si sia accertata la presenza di gas infiammabili o esplosivi, deve provvedersi alla

bonifica dell'ambiente mediante idonea ventilazione; deve inoltre vietarsi, anche dopo la bonifica, se siano da temere emanazioni di gas pericolosi, l'uso di apparecchi a fiamma, di corpi incandescenti e di apparecchi comunque suscettibili di provocare fiamme o surriscaldamenti atti ad incendiare il gas.

5. Nei casi previsti dai commi 2, 3 e 4, i lavoratori devono essere abbinati nell'esecuzione dei lavori.

Allegato IV, punto 3: vasche, canalizzazioni, tubazioni, serbatoi, recipienti, silos

3.1. Le tubazioni, le canalizzazioni e i recipienti, quali vasche, serbatoi e simili, in cui debbano entrare lavoratori per operazioni di controllo, riparazione, manutenzione o per altri motivi dipendenti dall'esercizio dell'impianto o dell'apparecchio, devono essere provvisti di aperture di accesso aventi dimensioni tali da poter consentire l'agevole recupero di un lavoratore privo di sensi.

3.2.1. Prima di disporre l'entrata di lavoratori nei luoghi di cui al punto precedente, chi sovrintende ai lavori deve assicurarsi che nell'interno non esistano gas o vapori nocivi o una temperatura dannosa e deve, qualora vi sia pericolo, disporre efficienti lavaggi, ventilazione o altre misure idonee.

[omissis]



Segreteria Tecnica

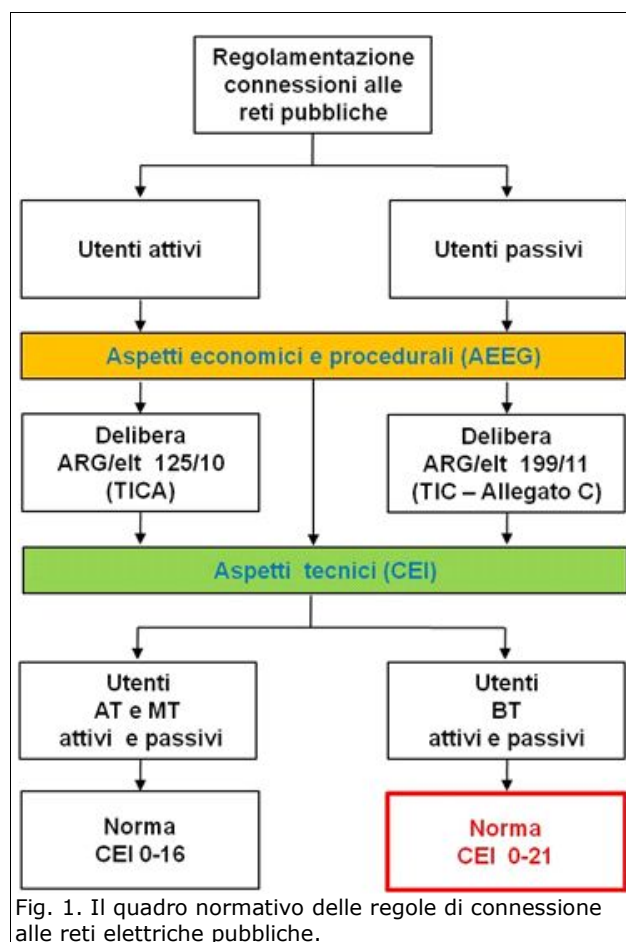
NOTIZIE TECNICHE

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica
La norma CEI 0-21

- PRIMA PARTE -

La presente nota tecnica è una prima sommaria illustrazione e commento della norma CEI 0-21: 2011-12 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica – pubblicata il 23-12-2011. Trattandosi di materia molto vasta e di molteplici interessi sono previste, pur in un necessario quadro di sintesi, ulteriori informative e approfondimenti.

Premessa



Con la liberalizzazione del sistema elettrico, in particolare dell'attività di produzione, la rete elettrica di distribuzione è diventata il vettore pubblico a disposizione di chiunque abbia necessità immettere, oltre che, naturalmente, di assorbire energia. Per questa ragione la connessione di tutti i soggetti interessati deve avvenire secondo criteri di trasparenza, non discriminazione e nell'osservanza di precise regole tecniche a salvaguardia del buon funzionamento della rete. In tal senso con la Deliberazione n. 136/04⁶, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Authority - nel seguito AEEG) ha stabilito le condizioni (economiche e procedurali) per l'accesso degli utenti alle reti pubbliche di distribuzione. Il CEI ha avuto invece il mandato di definire le regole tecniche di riferimento direttamente applicabili dalle imprese distributrici. Il primo risultato è stato l'emissione, nell'anno 2008, della norma CEI 0-16⁷.

Per gli aspetti tecnici delle connessioni in BT, diversamente da quelle alle reti di distribuzione di MT e AT, la materia, in passato, è stata oggetto di regolamentazione da parte dei vari distributori solamente per gli utenti produttori (attivi), mentre per gli utenti passivi erano valide prassi generalmente ispirate all'unificazione di Enel distribuzione⁸.

Relativamente invece agli aspetti economici e

procedurali, l'AEEG ha già provveduto, per quanto attiene le connessioni degli utenti attivi BT, a riversare e a integrare nel TICA - Testo integrato delle connessioni attive (Deliberazione ARG/elt 99/08) - riformato con la Deliberazione 04-08-2010 - ARG/elt 125/10⁹, le disposizioni emanate con la Deliberazione n. 89/07¹⁰ e, per quanto concerne gli utenti passivi, ha recentemente aggiornato le condizioni economiche, relativamente al periodo 2012-2015, del servizio di connessione, di cui all'allegato C (detto TIC - Testo integrato connessioni) alla Deliberazione 29-12-2011 - ARG/elt 199/11. Ora, con l'entrata in vigore della norma CEI 0-21 (nel seguito semplicemente Norma) è stato completato il quadro normativo come schematicamente rappresentato nella figura 1.

Struttura della Norma

- 1) Oggetto e scopo della Norma
- 2) Campo di applicazione
- 3) Definizioni - Convenzioni
- 4) Caratteristiche degli utenti e loro classificazione
- 5) Caratteristiche delle reti BT dei Distributori
- 6) Criteri per la scelta del punto di connessione alla rete, e degli schemi di connessione
- 7) Connessione alla rete

⁶Delibera n. 136/04 - Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481 ed all'articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in materia di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti di distribuzione di energia elettrica.

⁷Norma CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

⁸Enel ha definito, a livello nazionale, le prescrizioni per la connessione degli utenti passivi alle proprie reti di distribuzione di BT solamente con il documento - Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel distribuzione - uscito per la prima volta nel corso del mese di dicembre 2008. Mentre in precedente, per gli utenti attivi BT, era in vigore il documento DK 5940 - Criteri di allacciamento d'impianti di produzione alla rete BT di Enel distribuzione.

⁹Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA)

¹⁰La Delibera n. 89/07 - Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV - ha esplicitato isuoi effetti per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008.

- 8) Regole tecniche di connessione per gli utenti attivi
- 9) Disposizioni per la compatibilità elettromagnetica
- 10) Misura di continuità e qualità della tensione
- 11) Regole tecniche di connessione per le reti di distribuzione
- 12) Sistemi di misura dell'energia elettrica

- ◆ Allegato A (normativo) Caratteristiche e prove per il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)
- ◆ Allegato B (normativo) Prove sugli inverter per impianti indirettamente connessi
- ◆ Allegato C (es. normativo) Dichiarazione di conformità alle prescrizioni alla norma CEI 0-21
- ◆ Allegato D (informativo, allo studio) Segnali su protocollo CEI EN 61850
- ◆ Allegato E (normativo) Partecipazione delle unità di GD al controllo della tensione
- ◆ Allegato F (normativo) Limitazione della potenza attiva delle unità di GD
- ◆ Allegato G (normativo) Regolamento di esercizio in parallelo con rete BT
- ◆ Allegato H (normativo) Caratteristiche della cassetta prova relè
- ◆ Allegato I (informativo) Valutazione dell'angolo alla richiusura.

Allo scopo di acquisire esperienza applicativa:

- ◆ i paragrafi 8.4.4.2 (con tutti i relativi sottoparagrafi), 8.5 (con i relativi sottoparagrafi), 8.6.2 (con i relativi sottoparagrafi) nonché gli allegati da essi richiamati entreranno in vigore con l'uscita di un'apposita variante alla Norma;
- ◆ rimanenti paragrafi da 8 a 12, nonché gli allegati in essi richiamati, entrano in vigore dopo 6 mesi allo scopo di consentire ai costruttori di adeguarsi alle nuove prescrizioni e di testare alcune nuove apparecchiature previste per gli utenti attivi.

Scopo della Norma

La Norma ha lo scopo di regolamentare essenzialmente, in modo vincolante, l'interfaccia tra gli utenti e le imprese distributrici (gestori della rete locale) affinché le connessioni non introducano degrado nella qualità del servizio della rete di distribuzione BT. In particolare per gli utenti attivi la finalità è di:

- ◆ definire l'avviamento, l'esercizio e il distacco dell'impianto di produzione;
- ◆ evitare che gli impianti di produzione possano funzionare in isola su porzioni di reti BT del Distributore;
- ◆ definire alcune prescrizioni relative agli impianti di produzione funzionanti in servizio isolato sulla rete interna del Produttore

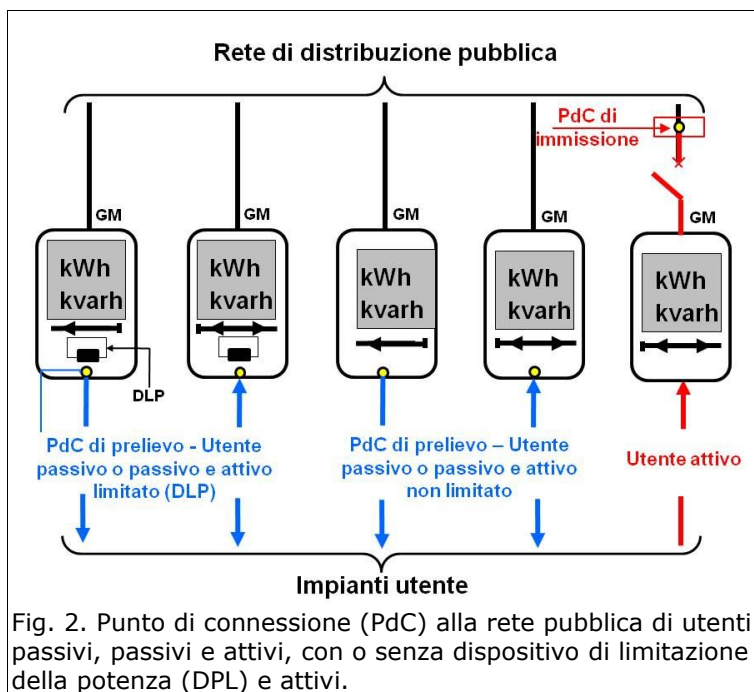
Soluzioni alternative (comunque transitorie) rispetto a quelle stabilite, in grado di ottenere le stesse prestazioni richieste in termini di affidabilità e di sicurezza, possono essere praticate, a condizione che siano preventivamente sottoposte e accettate dall'AEEG. La Norma si applica ai nuovi utenti, mentre per quanto riguarda gli utenti esistenti, diversamente di quanto avvenuto per le regole di connessione degli utenti a MT e AT, le nuove disposizioni si applicano solo in caso di collegamento di generatori nell'ambito di utenti passivi già connessi, nonché in caso di aumenti di potenza di generatori nell'ambito di utenti attivi già connessi ed esclusivamente per la parte di interesse (prescrizioni per utenti attivi). In ogni caso quest'ultimo aspetto sarà oggetto di un provvedimento ad hoc dell'AEEG. Potrebbe riguardare alcune categorie di utenti passivi per i quali sarebbero auspicabili, alla luce dell'appena decretata regola dell'arte, quegli adeguamenti impiantistici che hanno riflesso sulla sicurezza (vedi ad esempio la corrente di cortocircuito massima ai fini del dimensionamento delle apparecchiature). Sono implicitamente abrogate le prescrizioni di cui alla norma CEI 11-20:2000-08 e successive varianti - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria - relativamente alle parti in contrasto con la Norma.

Definizioni (Parte 3)

Di seguito si riportano alcune definizioni che aiutano la comprensione degli argomenti trattati.

- ◆ Dispositivo generale (DG – Art. 3.14). "Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura assicura la separazione dell'intero impianto dell'utente dalla rete.".
- ◆ Dispositivo di interfaccia (DDI – Art. 3.11). Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

- ◆ Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI- Art. 3.11). Sistema di protezione associato al Dispositivo di interfaccia.
- ◆ Punto di connessione (PdC – Art. 3.47). Confine fisico tra due reti nella titolarità e/o gestione di due soggetti diversi attraverso cui avviene lo scambio fisico di energia. Il punto di connessione è individuato al confine tra l'impianto di rete per la connessione e l'impianto di utenza.
- ◆ Punto di prelievo (Delibera AEEG ARG/elt 199/11 Allegato A, art. 1): "punto di prelievo è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale ...".
- ◆ Punto di immissione (Delibera AEEG ARG/elt 199/11 Allegato A, art. 1): è il punto in cui l'energia elettrica viene immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un impianto di produzione elettrica. Ciò si ha in caso di fornitura a produttori con solo servizi ausiliari (senza carico proprio).
- ◆ Utenti attivi. A tale categoria di utenti appartengono gli impianti che contengono qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete.
- ◆ Utenti passivi. A tale categoria appartengono tutti gli impianti non ricadenti nella definizione precedente.



L'utente passivo è quello che preleva solamente energia. Se l'utente attivo alimenta carichi propri cede in rete solo una parte dell'energia prodotta (immissione parziale dell'energia prodotta), può anche definirsi "utente passivo e attivo". Diversamente se non ha carichi propri (salvo i servizi ausiliari) cede in rete tutta l'energia prodotta (utente attivo). Per gli utenti attivi in genere si parla di GD generazione diffusa o di generazione distribuita che per la BT consiste nel sistema di produzione dell'energia elettrica composto da unità di produzione di taglia medio-piccola (da qualche decina di kW a un centinaio di kW) al fine di alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia e sfruttare fonti energetiche primarie (in genere, di tipo rinnovabile)¹¹.

Nella fig. 2 sono riportati alcuni casi tipici di PdC di utenti.

Caratteristiche e funzionamento della rete elettrica dei Distributori (Parte 5)

Le caratteristiche strutturali delle reti di distribuzione pubblica sono assai diverse da Distributore a Distributore. Ma anche all'ambito della stessa impresa distributrice, di maggiori dimensioni, permangono significative differenze. Ad esempio nelle aeree extraurbane delle regioni meridionali, si registra ancora una marcata prevalenza delle linee in conduttori nudi rispetto a quelle in cavo aereo cordato e interrato (fig. 3). L'AEEG non fornisce in proposito dati ufficiali relativamente alla consistenza (lunghezza complessive o lunghezza media per cabina MT/BT) ne tantomeno fornisce l'estensione delle reti alimentate ancora alla tensione 127/220 V rispetto alla tensione unificata europea di 230/400 V. Sui livelli di tensione la norma si limita a segnalare che alcune porzioni della rete pubblica di distribuzione di BT sono ancora esercite con tensione diversa rispetto a quella unificata, ad esempio 220/380 V, segnalando che quest'ultimo valore resta ancora il livello legale che compare nei contratti di fornitura dell'energia elettrica in forza della Legge 8-3-1949 n. 105¹².

¹¹Le definizioni di GD e MG (micro generazione) si trovano nella direttiva 2003/54/CE.

Il neutro della rete pubblica è collegato a terra in posizione indipendente dalla messa a terra dell'eventuali masse presenti sulla linea. La Norma ribadisce che la rete di distribuzione pubblica è un sistema TT; in tal senso non deve presentare masse presso l'utenza. Quando la cabina MT/BT del Distributore è nell'edificio dell'utente il neutro deve essere collegato ad una terra separata da quella di protezione dell'edificio, ma non è richiesta l'indipendenza elettrica tra le terre. In applicazione della norma CEI 64-8, art. 413.1.4.1¹³ è necessario che:

- ♦ la messa a terra del neutro abbia un valore di R_n non superiore a 170Ω ¹⁴;
- ♦ la resistenza R_E di messa a terra dell'impianto utilizzatore abbia un valore opportunamente coordinato secondo quanto stabilito dalla norma CEI 64-8/4.

La sussistenza della suddetta prima condizione deve essere verificata dal Distributore su richiesta dell'utente, qualora si rilevi che il superamento del limite di 170Ω impedisce il corretto funzionamento delle protezioni differenziali. In questi casi l'utente è tenuto a trasmettere al Distributore il rapporto tecnico comprovante il mancato funzionamento delle protezioni differenziali, redatto da un'impresa installatrice abilitata ai sensi del DM 37/08, ovvero da professionista iscritto all'albo, ovvero da un organismo abilitato ai sensi del DPR 462/01.

La configurazione della rete è generalmente di tipo arborescente (linee quindi non contralimentabili specialmente nelle aeree a basse densità di carico) a sezioni decrescenti a partire dalla cabina di trasformazione. Fanno eccezione le reti cittadine e degli insediamenti industriali a forte concentrazione di carico, costituite da dorsali congiungenti a sezione costante da cabina a cabina, generalmente esercite con sezionamento aperto in posizione intermedia ma in grado, in situazioni di emergenza, di alimentare l'intero carico (sezionamento aperto in corrispondenza della sbarra BT di una delle due cabine). Per quando riguarda il sistema di protezione in testa alle linee di alimentazione BT per l'eliminazione dei guasti¹⁵, la Norma ribadisce (art. 5.2.3) che le protezioni adottate dal Distributore non hanno lo scopo di proteggere gli impianti di utenze. In termini pratici, ai fini della possibilità di rivalsa per danni

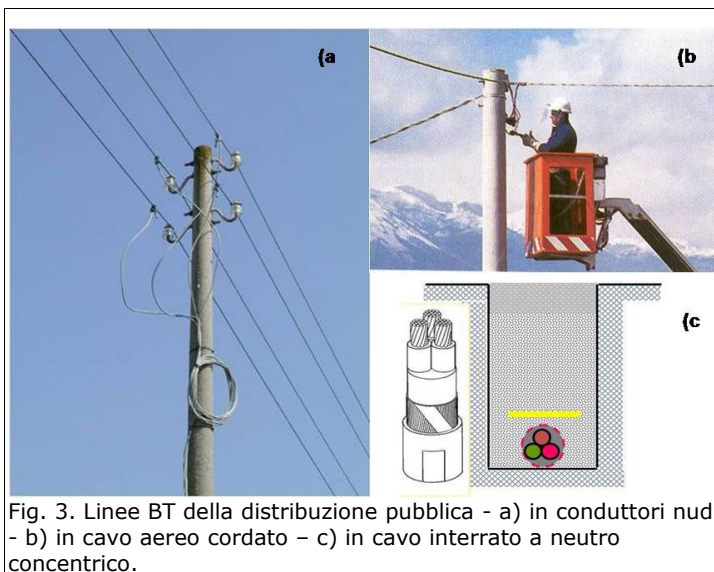


Fig. 3. Linee BT della distribuzione pubblica - a) in conduttori nudi - b) in cavo aereo cordato - c) in cavo interrato a neutro concentrico.

¹²L'AEEG ha deliberato (Allegato A, art. 62, Deliberazione ARG/elt 198/11 – TIQUE Testa integrato della qualità del servizio per il periodo 2012-2015), come soluzione regolatoria (in attesa della modifica della L. 105/49), i sotto indicati limiti di variazione della tensione alcuni dei quali erano da tempo previsti dalla norma CEI 8-6.

	Numero conduttori	Tensione nominale	Val max	Val min
1	3F	220 V F-F	243 V	207 V
	4 (3F+N)	220 V F-N		
2	4 (3F+N)	380 V F-F	424 V	360 V
3	3 F	230 V F-F	253 V	207 V
	4 (3F+N)	230 V F-N		
4	4 (3F+N)	400 V F-F	440 V	360V

¹³... il collegamento a terra del neutro della rete pubblica deve essere fatto in modo da permettere l'interruzione dell'alimentazione al primo guasto franco su una massa collegata al dispersore di resistenza di terra R_E ..."

¹⁴Assumendo un interruttore differenziale con corrente differenziale d'intervento di 1A, 220 V quale valore della tensione di fase U_o , U_L tensione di contatto limite 50 V, per avere la certezza dell'interruzione automatica dell'alimentazione in caso di guasto franco a terra in un apparecchio utilizzatore la resistenza del neutro della rete pubblica deve essere:

$$R_n \leq \frac{U_o - U_L}{I_{dn}} = \frac{220 - 50}{1} = 170 \Omega$$

¹⁵Nella maggioranza dei casi le linee di distribuzione BT sono protette contro il sovraccarico, non sempre in modo efficace contro il corto circuito di minima intensità (fondo linea – anche a causa del loro continuo sviluppo) e mai contro il guasto a terra.

subiti dall'utenza per il mal funzionamento della rete di distribuzione, è sancito che il Distributore:

- ♦ non adotta misure di protezione (di tipo elettrico) contro l'interruzione di uno o più conduttori di fase (anche per intervento di fusibili) o del conduttore di neutro;
- ♦ è obbligato garantire la continuità del conduttore di neutro a evitare eventuali danni agli apparecchi degli utenti che potrebbero essere alimentati in serie tra due fasi.

Ciò significa che l'interruzione del neutro è ascritta alla responsabilità del Distributore e che quindi lo stesso resta obbligato a rifondere gli eventuali danni patiti dall'utente a suoi apparecchi utilizzatori, mentre per l'interruzione di una fase (sono ancora numerose le cabine che utilizzano quale protezione di massima corrente i fusibili), nulla deve essere riconosciuto allo stesso utente dal momento che esiste la possibilità tecnica, a livello delle installazioni utilizzatrici, di proteggersi contro detta ultima evenienza¹⁶. Il Distributore resta altresì obbligato in tutte le attività di conduzione della rete (quali, ad esempio, modifiche dell'assetto di rete, riparazioni, ecc.) al rispetto del senso ciclico delle fasi nel punto di connessione degli utenti trifase.

Ai fini del dimensionamento delle apparecchiature di protezione dell'utente sono forniti i livelli convenzionali della corrente di cortocircuito massima nel PdC:

- ♦ 6 kA per le forniture monofase;
- ♦ 10 kA per le forniture trifase per utenti con potenza disponibile per la connessione fino a 33 kW¹⁷;
- ♦ 15 kA per le forniture trifase per utenti con potenza disponibile per la connessione superiore a 33 kW;
- ♦ 6 kA per la corrente di cortocircuito fase-neutro nelle forniture trifase.

Il Distributore è tenuto alla comunicazione della corrente di cortocircuito all'utente solamente qualora i valori nel punto di connessione risultino superiori ai valori convenzionali adottati.

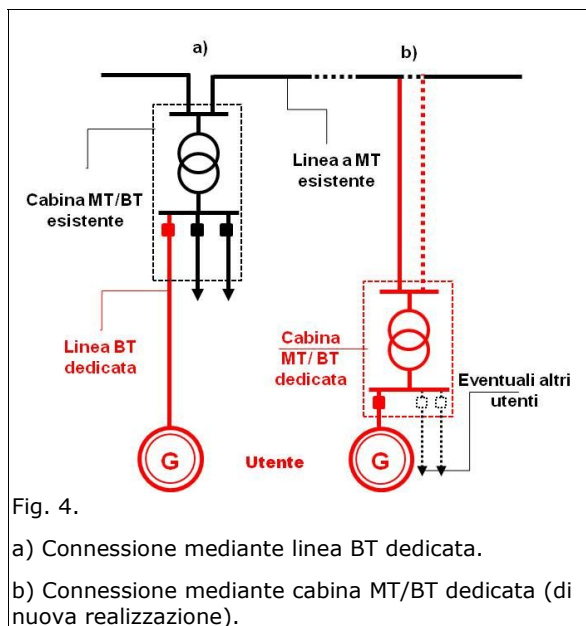


Fig. 4.

a) Connessione mediante linea BT dedicata.

b) Connessione mediante cabina MT/BT dedicata (di nuova realizzazione).

Criteri per la scelta del punto di connessione alla rete e degli schemi d'inserimento (Parte 6)

In generale il livello massimo di potenza connettibile, sia in prelievo sia in immissione sulla rete di distribuzione pubblica di BT, è di 100 kW. Di conseguenza, per richieste di potenza superiori al predetto limite è facoltà del Distributore imporre la connessione in MT. Il Distributore stabilisce il PdC e verifica l'adeguatezza della rete a monte dell'utente in modo da garantirgli l'assorbimento ovvero il prelievo della potenza richiesta (potenza disponibile in prelievo e in immissione) nel rispetto degli standard tecnici riguardanti:

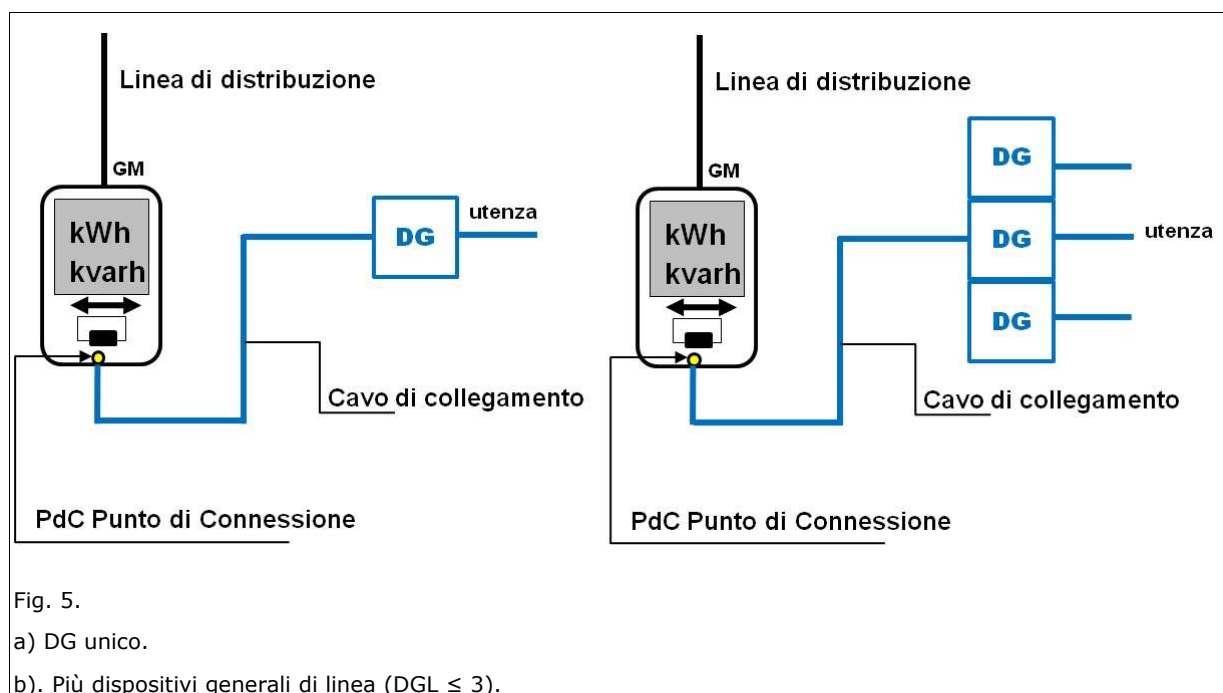
- ♦ il profilo della tensione (variazioni rapide e lente della tensione);
- ♦ il livello massimo della corrente di corto circuito con riferimento al dimensionamento delle apparecchiature;
- ♦ la continuità del servizio e la qualità della tensione (buchi di tensione, disturbi indotti e condotti, ecc.);
- ♦ la compatibilità con i criteri di esercizio della rete.

In tal senso viene individuato lo schema d'inserimento più adeguato rispetto alla taglia dell'impianto utente. Fra i vari schemi d'inserimento unificati, per le potenze più elevate si segnalano l'inserimento in antenna (derivazione) su cabina MT/BT:

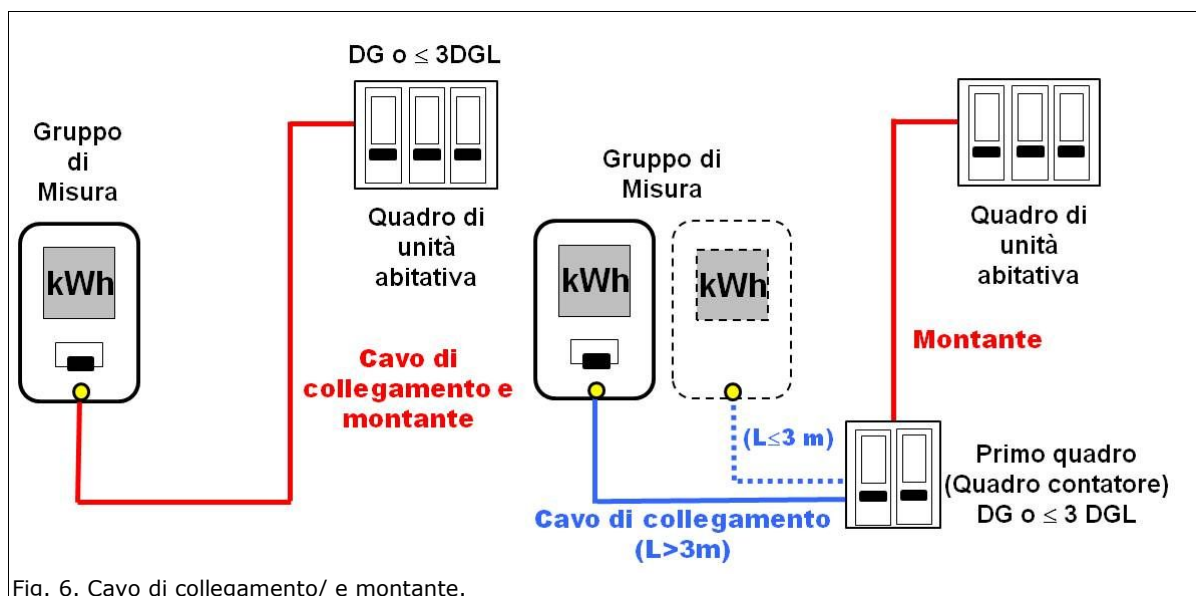
- ♦ esistente (fig. 4 b);
- ♦ di nuova costruzione (fig. 4 b).

¹⁶In altri termini a parte casi eccezionali, l'interruzione del neutro si configura come una situazione determinata da una cattiva manutenzione mentre quella della fase è da considerarsi intrinseco all'esercizio della linea.

¹⁷TIC, art. 8.7: "Per potenze richieste, anche con successive domande, fino a 30 kW, il distributore può installare un limitatore della potenza (DLP n.d.r.) prelevata, fatte salve le esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori. La potenza disponibile è pari alla potenza richiesta complessiva, aumentata del 10%.



Quest'ultima soluzione viene adottata quando l'utente è molto distante dalla linea o dalla cabina esistente e la caduta di tensione sulla linea di connessione determinerebbe una caduta di tensione eccessiva e comunque non riducibile con i conduttori normalizzati¹⁸. La soluzione con nuova cabina può rispondere anche a esigenze di attuazione di piani di sviluppo del Distributore per il soddisfacimento di altre utenze vicine.



Regole tecniche di connessione comuni a tutte le categorie di Utenti (Parte 7)

Nei punti di prelievo, l'impianto di rete per la consegna è costituito dal contatore dell'energia e dalla morsettiera la cui installazione e manutenzione sono di competenza del Distributore.

¹⁸La lunghezza di una linea tipica in cavo aereo cordato in alluminio 3x70 mm²+ 54,6 N (r = 0,30 Ω/km e x = 0,049 Ω/km – corrente in regime permanente, 180 A) al limite della caduta di tensione del 10%, alla tensione di 400 V fra fase e fase, per trasportare 100 kW, vale ($\sigma = r + x \tan \varphi \approx 0,3$):

$$l = \frac{V^2 \frac{\Delta V}{V} \%}{100 P \sigma} = \frac{400^2 \times 10}{100 \times 100 \times 0,3} = 533 \text{ m}$$

Nei punti d'immissione, l'impianto di rete per la consegna è costituito dalla morsettiera. L'installazione e la manutenzione del contatore (morsettiera esclusa) e del DG sono di competenza dell'utente produttore.

Il dispositivo generale (DG- fig. 5 a), eventualmente costituito da più DGL (nel numero massimo di 3 - fig. 5b), deve essere posto, nel caso più comune, immediatamente a valle del punto di connessione (PdC). Deve essere adeguato alla corrente di cortocircuito massima nel PdC, e conforme alla norma CEI EN 60898 (CEI 23-3/1) oppure alla norma CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) se adatto al sezionamento. In alternativa, può essere impiegato anche un interruttore di manovra-sezionatore combinato con fusibili (conforme alla norma CEI EN 60947-3). Deve possedere un isolamento in grado di tenere le sovratensioni attese dalla rete pubblica. Il cavo di collegamento (art. 3.6) è il tratto di cavo (che dovrebbe essere di lunghezza trascurabile - fig. 6), di proprietà e pertinenza dell'utente, che collega il contatore (gruppo di misura - GM) con il primo(i) dispositivo(i) di protezione contro le sovracorrenti dell'utente (DG o DGL). Il cavo di collegamento deve essere costituito da un solo conduttore per ciascuno dei morsetti del contatore. Il montante può coincidere con il cavo di collegamento. In ogni caso spetta all'utente predisporre la protezione contro le sovracorrenti. In particolare la protezione contro il sovraccarico può essere affidata ai dispositivi posti a valle del cavo stesso¹⁹, salvo il caso dei luoghi "marci" (maggior rischio in caso di incendio) o con pericolo di esplosione, nei quali deve essere previsto un interruttore generale a protezione del sovraccarico all'inizio (o tratto di lunghezza trascurabile) del cavo di collegamento al contatore. Per quanto attiene la protezione contro il corto circuito del cavo di collegamento, la stessa si può omettere a condizione che (fig. 7 a):

- ♦ la sua lunghezza non superi 3 m;
- ♦ sia installato in modo da ridurre al minimo il rischio di cortocircuito;
- ♦ non sia in vicinanza di materiale combustibile né d'impianti situati in luoghi a maggior rischio in caso d'incendio o con pericolo di esplosione.

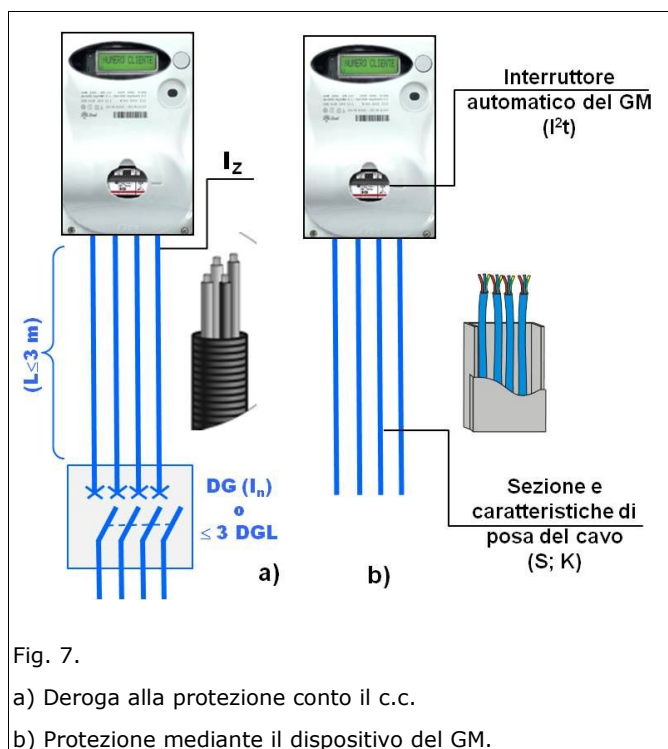
In presenza dell'interruttore automatico del gruppo di misura l'utente, sotto sua responsabilità e senza l'autorizzazione del Distributore, può utilizzarlo (fig. 7 b) per la protezione del cavo di collegamento contro i corto circuiti (art. 434.3.2 della CEI 64-8). Tenendo tuttavia presente che il Distributore non garantisce che detto dispositivo abbia le caratteristiche di cui alla norma CEI 64-8 (protezione, manovra e sezionamento). Al riguardo il Distributore può adeguare il gruppo di misura in conseguenza di innovazioni tecnologiche e normative.

In particolare, previa comunicazione, il Distributore può sostituire l'interruttore automatico in un contatore esistente con altro dispositivo atto alla limitazione di potenza prelevata.

L'interruttore automatico accessibile all'utente, può essere inoltre utilizzato per il sezionamento dell'impianto utilizzatore.

Qualsiasi dispositivo di manovra accessibile all'utente posto in corrispondenza del punto di connessione deve avere potere d'interruzione e di chiusura, in condizioni di cortocircuito, adeguati alle correnti massime dell'impianto.

Relativamente alla protezione contro i contatti indiretti, il cavo di collegamento deve far parte di una conduttura che non presenti masse, diversamente deve essere previsto un interruttore differenziale alla base del montante.



Fine prima parte.

¹⁹Fermo restando che, a protezione contro i sovraccarichi, deve essere: portata in regime permanente del cavo di collegamento (I_z) uguale o superiore alla somma delle correnti nominali (I_{n1} , I_{n2} , I_{n3}) dei dispositivi installati a valle.

Deliberazione 29 dicembre 2011 - ARG/elt 198/11
Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (TIQE).

Premessa

Sul finire dello scorso anno l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha riformato la regolamentazione delle qualità del servizio reso agli utenti (qualità tecnica e commerciale) per il periodo 2012-2015 con la delibera ARG/elt 198/11 con un documento allegato (Allegato A-TIQE) che ne costituisce parte integrante e sostanziale.

È previsto che la delibera 19-12-07, n. 333/07 e successive modificazioni, relativa al periodo regolatorio 2008-2011, resti ancora in vigore solamente per alcuni aspetti particolari, per essere abrogata definitivamente dal 01-01-2013.

Le principali novità, esaminate nella presente informativa, riguardano essenzialmente quelle che hanno una diretta ricaduta sugli utenti. Ossia:

- ◆ estensione degli standard specifici di continuità del servizio per gli utenti MT alle interruzioni brevi;
- ◆ facoltà di derogare ai requisiti del dispositivo generale (DG) e del sistema di protezione generale (SPG) agli utenti dotati di Interruttori di Manovra Sezionatore combinato con Fusibili equipaggiato con relè di guasto a terra (IMS-FGT-R) conforme alla norma CEI 17-126 e senza obbligo di registrazione della manutenzione;
- ◆ modifica del criterio di calcolo per gli Indennizzi automatici da riconoscere agli utenti peggio serviti e del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS);
- ◆ restringimento dei limiti di tolleranza ammessi per le variazioni della tensione di alimentazione BT secondo la norma CEI 8-6; anticipazione al 1° gennaio 2012 della applicazione della nuova edizione della norma CEI EN 50160;
- ◆ informativa agli utenti MT e BT rispetto alle problematiche di qualità della tensione;
- ◆ pubblicazione comparativa delle interruzioni transitorie; nuovi standard riguardanti la sostituzione del gruppo di misura guasto e ripristino del valore corretto della tensione di alimentazione.

Lo scopo della regolamentazione è tutelare innanzi tutto l'utenza e di incentivare l'efficientamento del sistema elettrico della distribuzione (diminuzione della durata e del numero delle interruzioni) mediante un meccanismo di premi e penali che deve indurre le imprese distributrici (e in qualche misura anche alcune tipologie di utenti) ad investire nel rinnovo e nella manutenzione degli impianti nonché nella puntualità ed efficienza delle prestazioni commerciali da rendere agli utenti esistenti e a quelli da allacciare.

Struttura del documento TIQE

Parte I – Distribuzione dell'energia elettrica: regolazione della continuità del servizio e della qualità della tensione.

Titolo 1 – Disposizioni generali

Titolo 2 – Obblighi di registrazione delle interruzioni

Titolo 3 – Indicatori di continuità del servizio

Titolo 4 – Regolazione incentivata della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso

Titolo 5 – Regolazione individuale per utenti MT

Titolo 6 – Interruzioni con preavviso

Titolo 7 – Regolazione delle interruzioni prolungate o estese

Titolo 8 – Qualità della tensione

Titolo 9 – Contratti per la qualità

Parte II. Distribuzione e misura dell'energia elettrica: regolazione dei livelli specifici e generali di qualità commerciale

Titolo 1 – Disposizioni generali

Titolo 2 – Indicatori di qualità commerciale

Titolo 3 – Livelli specifici e generali di qualità commerciale

Titolo 4 – Indennizzi automatici

Titolo 5 – Obblighi di registrazione e di informazione

Titolo 6 – Modalità di effettuazione dei controlli dei dati

Titolo 7 – Disposizioni finali e transitorie

Regolazione incentivante della durata e del numero d'interruzioni senza preavviso

La regolazione incentivante riguarda quella: territoriale per gli utenti BT; individuale per utenti MT.

Le interruzioni senza preavviso sono quelle causate dai guasti che subisce la rete. Le interruzioni con preavviso devono essere motivate dalla necessità di esecuzione di lavori. Il preavviso deve essere almeno di 2 giorni lavorativi (24 ore in caso di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze).

Gli standard degli ormai storici indicatori di riferimento costituiti dalla durata media²⁰ ponderata cumulata (complessiva), su base biennale, delle interruzioni lunghe per utente BT, D1, e il numero complessivo annuo delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi²¹, N1, per utente BT, sono rimasti invariati rispetto al periodo 2008-2011. Per entrambi in tabella 1 sono riportati i livelli obiettivo per il quadriennio 2012-2015.

Per il contenimento della durata cumulata è importante diminuire sia il numero di utenti interrotti, sia i minuti di disalimentazione per ogni utente. In generale, nelle aree urbane (AC²² e MC²²) dove le linee sono completamente rialimentabili, si registrano interruzioni di durata ridotta che coinvolgono un elevato numero di utenti. Nelle aree extraurbane invece (BC²²), dove spesso ci sono linee con derivazioni non rialimentabili, si verificano interruzioni di durata elevata ma che coinvolgono un numero minore di utenti.

L'indicatore N1, introdotto nel passato periodo regolatorio, è un valore medio rapportato alla totalità degli utenti attribuiti all'ambito territoriale considerato (AC o MC o BC).

Tab. 1

	Durata cumulata delle interruzioni lunghe senza preavviso per cliente BT (D1)	Numero complessivo annuo delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (N1)
Alta concentrazione AC	25 minuti/utente	1,00 interruzione/cliente
Media concentrazione MC	40 minuti/utente	2,00 interruzione/cliente
Bassa concentrazione BC	60 minuti/utente	4,00 interruzione/cliente

Il rispetto da parte delle imprese distributrici di quest'ultimo standard di continuità del servizio comporta, soprattutto per quanto riguarda il numero delle interruzioni brevi, consistenti investimenti sulla rete. Infatti, il numero delle interruzioni è strettamente correlato alla tenuta degli isolamenti che devono reggere, unitamente alle parti strutturali delle linee a MT, la crescente aggressione ambientale (polluzione industriale, sovraccarichi di ghiaccio e vento, sovratensioni atmosferiche, alberature, ecc.) con la conseguenza che può risultare necessario in molti casi il rifacimento integrale delle linee ovvero la loro riqualificazione con la sostituzione dei conduttori nudi con cavi aerei o interrati. In controtendenza quindi con la tipologia d'interventi degli ultimi anni essenzialmente rivolti al contenimento della durata delle interruzioni mediante interventi di automazione e telecontrollo della rete e degli impianti. Nella fig. 1 sono riportati i valori di D1 e N1 registrati a livello nazionale fino all'anno 2010²³. Con riferimento sia alla durata sia al numero delle interruzioni le imprese distributrici hanno diritto a incentivi nel caso di recuperi aggiuntivi di continuità del servizio rispetto ai livelli tendenziali prefissati. Nel caso invece di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali hanno l'obbligo di versare una penalità.

²⁰In futuro è previsto, non appena tutte le imprese distributrici avranno terminato l'installazione e consolidato la gestione dei gruppi di misura elettronici telegestiti, che la regolazione diventi individuale per singolo utente BT al pari di quanto in atto per gli utenti a MT. Detti gruppi misura, infatti, sono implementabili con una funzione in grado di computare il numero effettivo d'interruzioni subite dalla fornitura d'energia.

²¹Interruzione lunga è l'interruzione di durata superiore a 3 minuti. Interruzione breve è l'interruzione di durata superiore a 1 secondo e non superiore a 3 minuti.

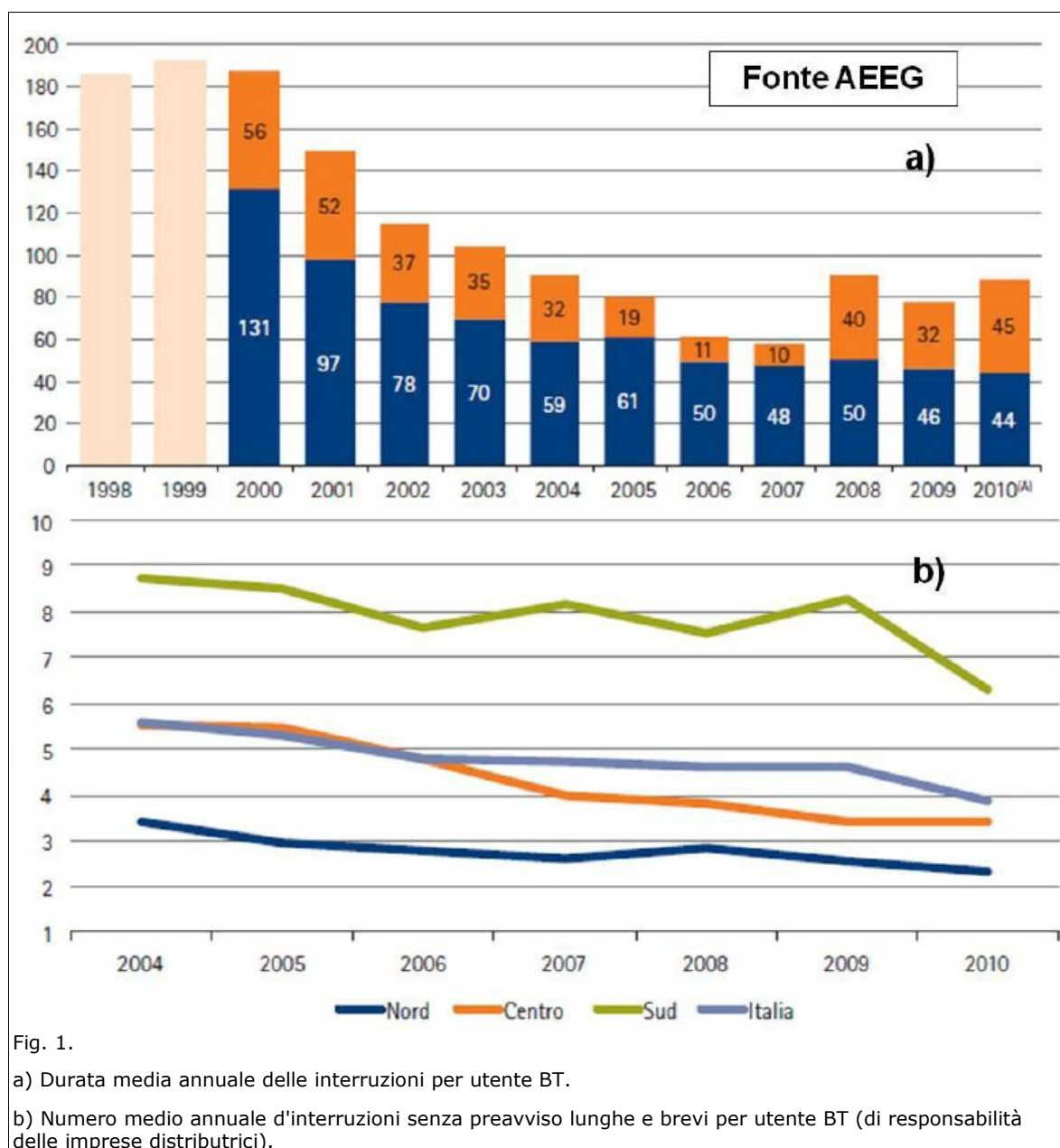
²²Dove s'intende per:

(AC) alta concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 50.000 abitanti;

(MC) media concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 5.000 abitanti e non superiore a 50.000 abitanti;

(BC) bassa concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione non superiore a 5.000 abitanti.

²³I dati ufficiali per l'anno 2011 sono disponibili solamente dopo la fine del mese di marzo.



La regolazione individuale per gli utenti a MT

Da questa regolamentazione sono escluse le forniture di energia elettrica d'emergenza o con potenza disponibile non superiore a 100 kW, consegnate direttamente agli amari di cabine a palo o anche di cabine ricavate in locali in muratura in elevazione (altezza 8 metri). L'eventuale trasformazione della fornitura con consegna dalla rete di distribuzione in BT deve avvenire dietro consenso e senza oneri²⁴ per il cliente con avviso della data dell'inizio dei lavori fatto almeno sei mesi prima. Tale decisione è coerente con l'orientamento di eliminare i punti di maggior criticità presenti sulla rete a MT che possono riuscire di pregiudizio alla continuità del servizio come sono senza dubbio le suddette cabine, molto spesso obsolete e scarsamente mantenute. In alternativa imporre la regolarizzazione anche solamente ai requisiti minimi previsti dalle RTC (Regole Tecniche di Connessione alla rete a MT) previste dal CEI²⁵ risulterebbe eccessivamente oneroso per gli utenti MT interessati²⁶.

²⁴Salvo gli oneri derivanti dal conferimento, secondo le procedure di legge in atto, come rifiuti delle apparecchiature e dei materiali recuperati.

²⁵Vedasi norma CEI 0-16 - Regole tecniche di connessione (RTC) per Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

²⁶Per i Distributori, relativamente al periodo di regolazione 2012-2015, è istituito un meccanismo incentivante finalizzato alla riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW

Escluse dal novero delle interruzioni lunghe quelle definite di tipo prolungato o esteso, per le quali l'utente ha diritto a un rimborso a titolo di indennizzo, rispetto al precedente periodo regolatorio è stato deciso di ricomprendere negli standard specifici di continuità del servizio anche le interruzioni brevi (art. 36). I livelli specifici di continuità stabiliti, in termini di numero d'interruzioni senza preavviso lunghe più brevi all'anno, sono: ambiti territoriali a AC: 6; ambiti territoriali a MC: 9; ambiti territoriali a BC: 10.

Quando non risulti rispettato il livello specifico di continuità del servizio di cui sopra e l'utente MT che abbia documentato per il medesimo anno il rispetto dei requisiti tecnici richiesti e la cui dichiarazione di adeguatezza non sia stata revocata dall'impresa distributrice, scatta una penalità P a carico della stessa, data da:

$$P = \frac{\min(n; w) - s}{n} \sum_{i=1}^n (V_p \cdot PEI_i) \quad (1)$$

Con:

- n, numero delle interruzioni patito dall'utente a MT;
- w, parametro che fissa il tetto al numero massimo d' interruzioni penalizzabili: assume il valore 2s per il biennio 2012-2013 e il valore 3s per il biennio 2014-2015;
- s, livello specifico di continuità;
- PEI_i, potenza effettiva interrotta, in prelievo o immissione, dell'utente MT relativa all'interruzione i, in kW, misurata nel quarto d'ora precedente quello in cui ha inizio l'interruzione;
- V_p, parametro che assume il valore di 2,40 €/kW interrotto per il biennio 2012- 2013 e 2,70 €/kW interrotto per il biennio 2014-2015 nel caso in cui l'interruzione si verifichi mentre l'utente MT sta prelevando energia dalla rete; 0,1 €/kW interrotto nel caso in cui l'interruzione si verifichi mentre l'utente MT sta immettendo energia nella rete.

Tale penalità corrisponde con l'indennizzo I da riconoscere in via automatica all'utente MT (utente peggio servito) che ricade nelle condizioni appena specificate.

La novità rispetto a prima²⁷ è che come potenza interrotta PEI_i si deve assumere la potenza effettiva interrotta, in prelievo o immissione, dell'utente MT relativa ad ogni singola

²⁷L'espressione precedente per il calcolo dell'indennizzo automatico da riconoscere agli utenti peggio serviti era:

$$I = \sum_{i=s+1}^{\min(w*s;n)} V_p PMI_i$$

Non più confrontabile con la nuova, dal momento che prendeva in considerazione solamente le interruzioni lunghe. Volendo comunque fare un confronto giusto a titolo indicativo, esemplifichiamo:

- anno 2011;
- PMI_i (potenza disponibile) = 800 kW;
- numero massimo d'interruzioni lunghe ammesse, s = 3 (MC);
- numero d'interruzioni lunghe subite n = 11.

Indennizzo automatico: $I = (11-3) \times 2,5 \times 500 + (11-3) \times 2 \times 60 = 10960\text{€}$

- anno 2012;
- PEI (potenza effettiva interrotta che per semplicità si suppone uguale a quella disponibile per ognuna delle interruzioni considerate) = 800 kW;
- numero d'interruzioni lunghe e brevi subite n = 11;
- numero massimo d'interruzioni lunghe e brevi ammesse, s = 9 (MC);
- V_p = 2,40 €/kW.

Indennizzo automatico: $I = [\min(11; 2 \cdot 9) - 9] / 11 \cdot 11 \cdot 2,4 \cdot 800 = 3840\text{€}$

Ipotizzando invece che al momento delle interruzione la potenza effettivamente interrotta sia:

- per 4 interruzioni 800 kW;
- per 3 interruzioni 400 kW;
- per 2 interruzioni 200 kW;
- per 2 interruzioni 100 kW;

Indennizzo automatico: $I = [\min(11; 2 \cdot 9) - 9] / 11 \cdot 2,4 \cdot (4 \cdot 800 + 3 \cdot 400 + 2 \cdot 200 + 2 \cdot 100) = 2182\text{€}$

A parità di numero d'interruzioni indennizzabili (8) con il nuovo criterio il numero delle interruzioni lunghe e brevi da considerare sarebbe n = 17; per cui è, supponendo sempre 800 kW la potenza effettivamente interrotta al momento di ogni interruzione, diventa:

Indennizzo automatico $I = [\min(17; 2 \cdot 9) - 9] / 17 \cdot 17 \cdot 2,4 \cdot 800 = 15360\text{€}$

interruzione espressa in kW, misurata nel quarto d'ora precedente quello in cui ha inizio l'interruzione:

$$P = \{[\min(n; w) - s]/n\} \cdot V_p \cdot (PEI1 + PEI2 + PEI3 + \dots + PEIn) \quad (2)$$

Sino al 31-12-2012 le imprese distributrici hanno la facoltà di utilizzare in luogo della PEI la potenza media interrotta PMI, espressa in kW, determinata in via convenzionale pari al 70% del maggior valore tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione. In mancanza della potenza disponibile in immissione l'impresa distributtrice utilizza la potenza nominale d'impianto, espressa in kW, al netto della potenza nominale dei generatori elettrici di riserva al momento dell'interruzione. Nella fig. 2 è riportata la serie storica della rilevazione del

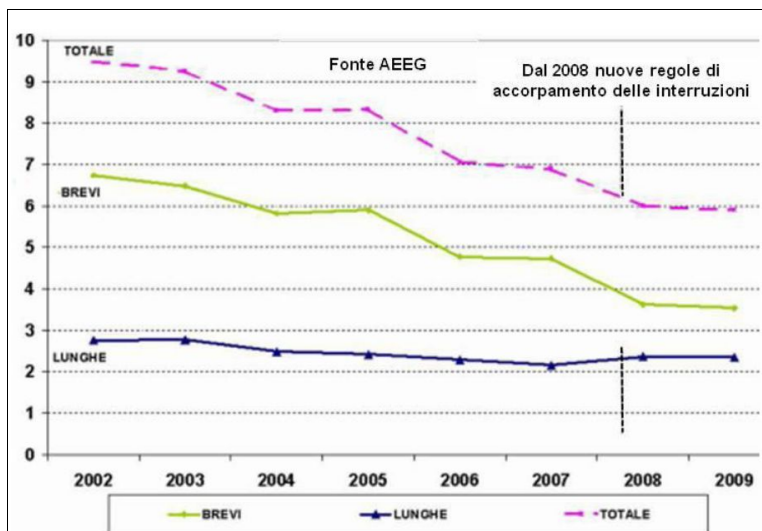


Fig. 2 Serie storica delle interruzioni lunghe e brevi

numero delle interruzioni lunghe e di quelle brevi a livello nazionale che può dare un'idea su quali livelli potrà attestarsi il nuovo indicatori in assenza d'interventi dedicati sulla rete. La percentuale attesa di utenti peggio servita rispetto agli standard prefissati dovrebbe attestarsi attorno al 1214%. Nel 2010 gli utenti in media tensione che hanno subito un numero d'interruzioni (solamente lunghe) superiore allo standard sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud, dove la percentuale degli utenti peggio serviti ha raggiunto circa il 30%, ben oltre il 10% medio nazionale.

All'art. 39 sono stabili i requisiti tecnici degli impianti degli utenti MT,

dove la novità più significativa è rappresentata dal comma 3 che prevede la possibilità di

utilizzare il nuovo IMS-FGT-R (Fusibili Guasto a Terra - Relè). Premesso che la sua installazione è possibile solamente nei casi di cui all'articolo 39.2 (utenti con requisiti semplificati in solo prelievo), si tratta dell'utilizzo, quale dispositivo generale, di un interruttore di manovra sezionatore completo di fusibili sulle tre fasi, dotato di bobina di apertura comandata da un sistema di protezione costituito da un relè di massima corrente omopolare (fig. 3), conforme alla norma di prodotto CEI 17-126 2011-10 - Interruttori di Manovra Sezionatori combinati con Fusibili equipaggiati con relè di guasto a terra. L'impiego di tale apparecchiatura era già previsto dalla norma CEI 0-16, ma è diventato attuabile solamente con l'uscita dell'apposita norma di prodotto di cui sopra e dell'espressa previsione normativa da parte dell'AEEG. La necessità di un sezionamento automatico sensibile al guasto a terra nasce dal fatto che a neutro compensato a causa delle correnti a terra molto piccole (4050A) i fusibili non intervengono²⁸, trasferendo il tal

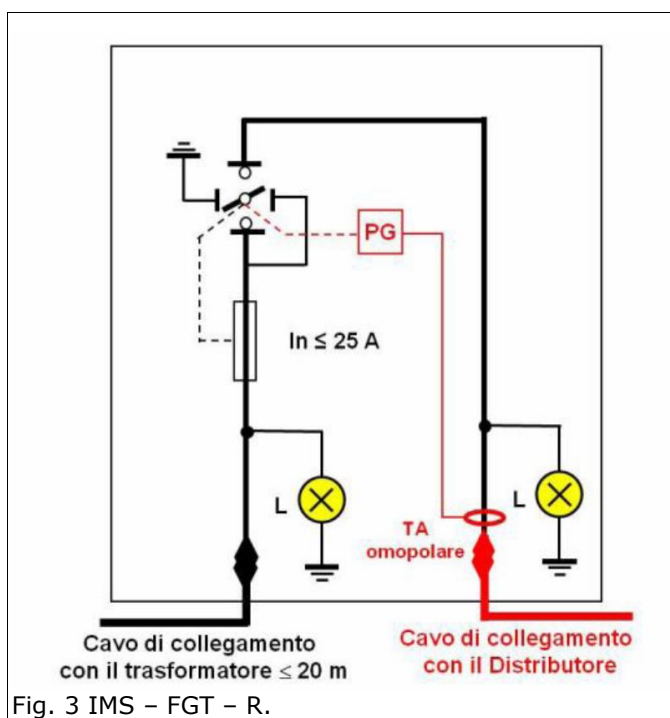


Fig. 3 IMS - FGT - R.

²⁸I3 - valore minimo di corrente che il fusibile è in grado d'interrompere, varia fra 2,5 e 5 volte Ir (corrente che il fusibile può portare in modo continuativo senza fondere). Ma già i vecchi IMS non erano in grado di interrompere elevate correnti capacitive. La norma CEI EN 60265-1 (CEI 17-9/1 non indica valori specifici di corrente di guasto

modo tutti i guasti a terra all'interno dell'impianto utilizzatore alla rete pubblica di alimentazione, compromettendo la continuità del servizio. L'apertura dell'IMS non è provocata solo dalla fusione di uno o più fusibili, ma anche dal comando di un relè azionato da un segnale rilevabile dalla corrente di guasto a terra. Per correnti guasto > 80 A l'IMS apre per effetto della fusione del fusibile. Per correnti minori apre su comando della protezione generale (PG). Questo IMS di nuova concezione deve aprire, su comando del relè 51N, anche le correnti capacitive quando il neutro è temporaneamente esercito in modo isolato. La soluzione con IMS – FTG-R è utilizzabile dai nuovi utenti con le caratteristiche d'impianto già dette, senza l'obbligo di dover refertare la manutenzione periodica. Gli utenti esistenti con i requisiti semplificati²⁹ se cambiano il vecchio IMS con il nuovo non devono più registrare la manutenzione secondo la norma CEI 0-15. Una volta consolidata la loro industrializzazione i nuovi IMS dovrebbero rivelarsi più economici, anche con la PG, rispetto all'interruttore automatico.

Altra novità importante è costituita dall'art. 41 che modifica il criterio di calcolo del CTS. Per il periodo 2012-2015 gli utenti MT che non rispettino i requisiti tecnici di cui agli articoli 39.1 o 39.2 o 39.3 (o che non abbiano inviato all'impresa distributrice la DA) sono tenuti a versare un corrispettivo tariffario specifico annuo (CTS), pari a³⁰:

- ◆ 500,00 € per gli utenti MT con potenza disponibile PD (valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza immissione valutate al 1° gennaio dell'anno cui il calcolo del CTS si riferisce) pari o inferiore a 400kW;
- ◆ $500 + 750 \cdot [(PD - 400) / 400] 0,7$ € per gli utenti MT con PD superiore a 400kW e inferiore o uguale a 3000 kW;
- ◆ 3280,36 € per gli utenti MT con PD superiore a 3.000 kW.

Si può notare rispetto al precedente criterio di calcolo che il CTS non è più funzione della stima delle ore di utilizzo annuali, ma dipende unicamente dalla potenza disponibile. Il nuovo CTS è fisso per potenze fino a 400 kW; quindi cresce, non linearmente, fino a 3000 kW per tornare nuovamente costante per potenze disponibili superiori. Nulla cambia per quanto attiene il CTSM. Così come, per gli utenti sia MT che BT, nessuna modifica è intervenuta nella regolazione delle interruzioni prolungate (di lunga durata) o estese (per elevato numero di clienti interessati), in termini di durata e indennizzi.

Qualità della tensione (QT)

Il Titolo 8 è stato significativamente allargato ponendo a carico delle imprese distributrici importanti adempimenti allo scopo principalmente di:

interrotte. Come noto le correnti di guasto, in particolare quelle di terra, possono presentarsi oltre che d'intensità variabile swattate in anticipo o in ritardo in relazione allo stato del neutro della rete a MT.

²⁹Un utente esistente alla data del 16-11-2006 con i requisiti semplificati che non ha mai inviato la DA (Dichiarazione di Adeguatezza) se sostituisce l'IMS con fusibili o l'IVOR con dispositivo di protezione per la sola corrente di cortocircuito con un IMS-FGT-R deve inviare la DA con riferimento all'art. 39.3. In tal senso si presume che il modulo della DA debba essere rivisto. Alla fine del 2010 solamente poco più di un terzo degli utenti interessati ha inviato la DA. Si può ritenere che gli utenti preferiscano pagare il CTS anziché adeguare (anche se non devono sostenere costi) il dispositivo generale e il sistema di protezione alle prescrizioni minime previste dalla norma CEI 0-16.

³⁰L'espressione precedente per il calcolo del CTS, era: $CTS = F \cdot (K + H \cdot Ei/Pi)$, Con:

- K quota fissa, in ragione di 1 €/giorno per ogni giorno di connessione;
- H quota variabile in relazione alle ore di utilizzo, pari a 0,15 €/ora di utilizzo;
- Ei/Pi stima, per ciascun cliente i, delle ore di utilizzo, data dal rapporto tra l'energia consumata Ei , nell'anno precedente e la potenza disponibile Pi nello stesso anno;
- F (applicato dal 1-01-2009) valeva: - 1 per i clienti con Pi inferiore o uguale a 400 kW; - $\min \{1 + [(Pi - 400)/400]^{1/2}; 3,5\}$ per i clienti con Pi in kW superiore a 400 kW. Fino al 31-12-2008 il parametro F è stato assunto pari a 1. Per Pi superiori a 2900 kW il parametro F era sempre superiore a 3,5; quindi si assumeva sempre $F = 3,5$.

Anche in questo caso proporre un confronto è ancora improprio. Volendo comunque esemplificare alcune situazioni estreme, è:

- $PD = 400$ kW;
- $Ei/Pi = 4000$ h;
- $CTS (2008-2011) = 1 \cdot (365 + 0.15 \cdot 4000) = 965$ €
- $CTS (2012-2015) = 500$ € $PD = 3000$ kW; $Ei/Pi = 4000$ h;
- $CTS (2009-2011) = 3,5 \cdot (365 + 0.15 \cdot 4000) = 3378$ €
- $CTS (2012-2015) = 3280,36$ €

- ♦ assicurare un livello adeguato di (QT) e ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica nell'intero territorio nazionale;
- ♦ disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili al fine di consentire un'adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di QT;
- ♦ disporre, pubblicare e comparare dati, anche indicativi delle prestazioni delle reti, in vista di una regolazione incentivante;
- ♦ in tal senso viene disposto che entro la fine del 2014 le imprese distributrici devono completare il monitoraggio della QT in ogni semisbarra MT di cabina primaria con apparecchiature di misura conformi alla norma CEI EN 61000-4-30.

Innanzitutto è stata deciso che per quanto attiene le caratteristiche di qualità della tensione sulle reti di distribuzione in MT e BT (diverse dalle interruzioni, dalle variazioni di frequenza e dalle variazioni della tensione di alimentazione nelle sole reti di distribuzione in bassa tensione), si applica da subito quanto previsto dalla più recente edizione della norma CEI EN 50160 - ed. 05-2011, anche se la precedente edizione (CEI EN 50160:2008-04) rimane applicabile fino al 01-03-2015. Relativamente alle variazioni lente della tensione di alimentazione nelle more della modifica della L. n. 105/49 l'AEEG ha deciso l'introduzione delle tolleranze indicate in tab.2, da tempo previste (e disattese) dalla norma CEI 8-6.

Tab. 2

	Numero conduttori	Tensione nominale	Val max (Norma CEI 8-6)	Val min (Norma CEI 8-6)
1	3F	220 V F-F	243,8 V	207 V
	4 (3F+N)	220 V F-N	(+6% su 230V)	(-10% su 230V)
2	4 (3F+N)	380 V F-F	424 V (+6% su 400V)	360 V (-10% su 400V)
3	3 F	230 V F-F	253 V	207 V
	4 (3F+N)	230 V F-N	(+10%)	(-10%)
4	4 (3F+N)	400 V F-F	440 V (+10%)	360V (-10%)

Le imprese distributrici possono essere soggette a obblighi di monitoraggio a campione delle variazioni della tensione di alimentazione BT mediante i misuratori elettronici che dovranno registrare le variazioni della tensione in conformità all'ultima edizione della norma CEI EN 50160.

L'impresa distributtrice deve comunicare a ciascun utente MT o AT, oltre che all'AEEG, l'elenco delle interruzioni con e senza preavviso lunghe, brevi e transitorie e i buchi di tensione con le relative caratteristiche (tabella di sintesi dei buchi di tensione registrati nel formato descritto dalla norma CEI EN 50160).

In futuro l'AEEG disciplinerà la comunicazione dei livelli storici dei buchi di tensione agli utenti MT richiedenti la riattivazione di una connessione o una nuova connessione.

Qualità commerciale

Sostanzialmente immutati gli indicatori già introdotti nel precedente periodo di regolazione, ma sono stati previsti due nuovi standard.

Si tratta di due nuovi livelli specifici, quindi sottoposti a indennizzo, riguardanti il tempo massimo di:

- ♦ sostituzione del gruppo di misura guasto di utenti, anche produttori, di BT e MT, previsto in 15 giorni lavorativi, intercorrenti tra la data di messa a disposizione al richiedente del documento recante l'esito della verifica e la data di sostituzione del gruppo di misura guasto;
- ♦ ripristino del valore corretto della tensione di fornitura per utenti, anche produttori, di BT e MT, previsto in 45 giorni lavorativi, intercorrenti intercorrente tra la data di messa a disposizione al richiedente del documento recante l'esito della verifica della tensione di fornitura e la data di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

INCONTRI TECNICI

**Convegni CEI 2012: giornate di formazione gratuita per tutti gli operatori**

10 incontri in tutta Italia per presentare le novità normative in tema di impianti elettrici utilizzatori, impianti fotovoltaici, impianti di terra, classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione, sicurezza antincendi e efficienza energetica

Il CEI organizza, anche per il 2012, i Convegni di formazione gratuita per la promozione e la diffusione della cultura tecnico-normativa e l'aggiornamento degli operatori del settore. Gli argomenti che saranno trattati dai Convegni 2012 riguarderanno gli sviluppi dello scenario elettrico ed energetico e la presentazione delle relative norme CEI di recente pubblicazione.

I Convegni, della durata di un'intera giornata, si apriranno con una relazione sulle novità introdotte dalla nuova edizione della Norma CEI 64-8 relativa agli impianti elettrici utilizzatori, recentemente aggiornata a seguito dell'evoluzione internazionale e del costante sviluppo tecnologico in materia.

Il secondo intervento tratterà il tema della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con piccoli impianti connessi alla rete di bassa tensione e le relative regole di connessione alla rete pubblica, oggetto della norma CEI 0-21, di recente pubblicazione. La relazione presenterà le novità introdotte sulla progettazione ed esecuzione della connessione degli Utenti attivi alla rete di distribuzione con tensione alternata fino ad 1 kV.

Gli impianti di terra saranno oggetto del terzo intervento che illustrerà le modifiche introdotte dalle nuove Norme CEI EN 61936-1 e CEI EN 50522 rispetto alla precedente in relazione ai nuovi limiti ammessi per la tensione di contatto U_{Tp}. La relazione presenterà alcuni esempi di applicazione.

L'intervento seguente esporrà le modifiche introdotte nella nuova edizione della Guida CEI 31-35 "Applicazione della Norma CEI EN 60079-10-1 sulla classificazione dei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas, vapori o nebbie infiammabili" con esempi pratici, riferendosi alle metodologie di classificazione dei luoghi con il controllo di esplodibilità dell'atmosfera.

Lo spazio riservato alle relazioni del pomeriggio sarà aperto dall'intervento dei rappresentanti dei Vigili del Fuoco sui criteri di sicurezza antincendi per gli impianti fotovoltaici alla luce degli aggiornamenti apportati dalla nuova Linea Guida approvata recentemente dal Comitato Tecnico Scientifico del CNVVF.

Un secondo intervento riguarderà i criteri di scelta e di installazione per l'efficienza energetica degli impianti elettrici e le nuove tecnologie correlate. L'intervento confronterà criticamente tecnologie elettriche nuove e classiche dal punto di vista dell'efficienza energetica, con particolare attenzione dedicata agli apparecchi di illuminazione a LED, ai trasformatori MT/BT e all'automazione.

Il calendario dei Convegni di formazione CEI 2012 prevede 10 incontri che si terranno in altrettante città italiane.

Programmi e locandine dettagliate di ciascun incontro saranno periodicamente pubblicate sul sito CEI voce "Convegni e seminari", da questa pagina sarà anche possibile iscriversi.

I Periti Industriali partecipanti alle giornate potranno richiedere il riconoscimento dei crediti ai fini della formazione, tutti i partecipanti potranno usufruire di particolari sconti per l'acquisto della nuova normativa CEI presentata dal programma dei convegni.

Incontro tecnico TuttoNormel 2012

Nei prossimi mesi di marzo e aprile 2012 si svolgerà, come ogni anno, l'Incontro Tecnico TuttoNormel dedicato a quanti sono coinvolti nella regola d'arte nel settore elettrico, con il patrocinio del Ministero dello Sviluppo Economico e in collaborazione con il Consiglio Nazionale dei Periti Industriali e dei Periti Industriali Laureati e il Consiglio Nazionale degli Ingegneri.

Un'occasione di aggiornamento e approfondimento normativo per dibattere problemi, scambiare esperienze, ottenere pareri da autorevoli normatori ed esperti, al quale partecipano ogni anno oltre ottomila persone.

L'Incontro Tecnico TuttoNormel 2012 si svolgerà secondo il seguente calendario: Bologna 1° marzo 2012, Napoli 6 marzo 2012, Milano 8 marzo 2012, Torino 13 marzo 2012, Pisa 15 marzo 2012, Venezia 20 marzo 2012, Udine 22 marzo 2012, Bari 27 marzo 2012, Roma 29 marzo 2012, Catania 3 aprile 2012, Cagliari 12 aprile 2012.

Per ulteriori informazioni rivolgersi a TuttoNormel, Strada dei Ronchi 29, 10133 Torino, tel. 011-661.1212 r.a. - Fax 011-661.8105 r.a. - E-mail: info@tne.it - Internet: www.tne.it

Domanda di Ammissione SOCIO ADERENTE DI BASE Riservata alle imprese installatrici aderenti agli Albi Regionali UNAE

Ragione Sociale _____

Attività _____

Partita IVA* _____ C.F.* _____

Indirizzo fatturazione _____

CAP _____ Città _____ Prov. _____

Indirizzo spedizione _____

CAP _____ Città _____ Prov. _____

Telefono _____ Fax _____ e-mail _____

Dimensione: ☐ Piccola (fino a 50 dip.) ☐ Media (da 51 a 250 dip.) ☐ Grande (oltre 251 dip.) ☐ Altro _____

desidera essere ammesso quale **Socio Aderente di Base CEI**

La presente sottoscrizione è riservata esclusivamente alle imprese installatrici aderenti agli Albi Regionali UNAE.

Essa è facoltativa e gratuita e permette di usufruire degli sconti riservati ai Soci Aderenti di Base del CEI senza dover effettuare il pagamento della quota annuale.

Tale domanda deve essere presentata compilata solo ed esclusivamente all'atto dell'acquisto di uno o più prodotti CEI, allegandola all'ordine.

La sottoscrizione a questa categoria di Socio dà diritto a:

- Usufruire degli sconti riservati ai Soci per l'acquisto e gli abbonamenti alle Norme CEI su DVD (Electra Omnia Web), su carta e in formato elettronico (CEI WebStore)
- Usufruire degli sconti riservati ai Soci per l'acquisto di prodotti editoriali e di software applicativi del CEI
- Usufruire degli sconti riservati ai Soci per i Corsi di Formazione CEI
- Ricevere CEI MAGAZINE
- Ricevere la Tessera Socio
- Ricevere in omaggio un abbonamento annuale alla rivista ELETTRO edita dalla Casa Editrice Tecniche Nuove Spa

L'Associato è informato – ai sensi dell'articolo 13 del Decreto Legislativo 30 giugno 2003 (Codice in materia di protezione dei dati personali) – che i Suoi dati personali saranno trattati dal CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano, con modalità manuali ed elettroniche, per l'adempimento degli obblighi amministrativi e contabili nonché per la gestione dei vantaggi e delle agevolazioni derivanti dall'associazione al CEI. Il conferimento dei dati personali dell'Interessato è necessario per dar seguito ai suddetti obblighi e il mancato conferimento degli stessi potrebbe rendere impossibile l'esecuzione degli stessi obblighi. I dati personali dell'Interessato saranno comunicati a soggetti terzi autorizzati alla spedizione del materiale informativo richiesto. Il CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano, infine, informa l'Interessato che per far valere i Suoi diritti di cui all'articolo 7 del D.Lgs. 196/2003, potrà rivolgersi al Titolare dei trattamenti scrivendo a CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano, via Saccardo 9, 20134 Milano.

Data _____

Firma _____

* campi obbligatori

UNAE – Albo delle Imprese d'Installazione di Impianti
è una Associazione Nazionale culturale, volontaria, senza scopo di lucro

UNAE persegue, attraverso la formazione e la qualificazione delle Imprese, il miglioramento tecnico nell'esecuzione degli impianti elettrici, promuovendo iniziative utili alla crescita professionale delle imprese di installazione.

I nostri corsi

Titolo	Obiettivi
Principi di sicurezza degli impianti elettrici (*)	Fornire la conoscenza dei principi tecnici e di sicurezza intrinseca degli impianti quale base propedeutica per affrontare la formazione specialistica (corsi sulla sicurezza e sulla manutenzione cabine); delle normative fondamentali di legge e tecniche riguardanti gli impianti elettrici; degli elementi più significativi per la costruzione, la progettazione e le verifiche degli impianti elettrici.
Lavori su impianti elettrici (*)(&)	Formare il personale che già opera, con conoscenze pratiche, sugli impianti della distribuzione pubblica e utilizzatori di I e II Categoria. Fornire elementi ai Datori di Lavoro per la valutazione del personale nell'affidamento dei compiti, con particolare riferimento ai rapporti operativi con il Committente. Fornire linee d'indirizzo ai D. L. per la valutazione dei rischi aziendali.
Manutentore di cabine di trasformazione MT/BT del cliente finale (*)	Formare il personale che già opera nel settore della costruzione e manutenzione delle cabine elettriche di MT/BT, integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi (di legge e di buona tecnica) inerenti l'esecuzione della manutenzione degli impianti secondo i metodi della regola dell'arte Fornire ai Datori di Lavoro delle imprese di manutenzione indicazioni per la valutazione del proprio personale e l'aggiornamento del Piano della Sicurezza dei rischi aziendali rispetto anche alle disposizioni per il controllo del rischio elettrico introdotte dalla III edizione della norma CEI 11-27.
Aggiornamento per il personale operativo delle imprese appaltatrici di ENEL (*) (§)	Rivolto al personale dipendente delle imprese appaltatrici di Enel S.p.A. addetto allo svolgimento di attività nel settore degli impianti elettrici AT, MT e BT., già in possesso di un attestato di idoneità per profili professionali (A,B,C,D,E,F,G,H,QSA).
Seminario "Le installazioni fotovoltaiche e le applicazioni del «conto energia»"	Fornire conoscenze di base sul principio della conversione fotovoltaica. Fornire elementi sulle modalità installative degli impianti fotovoltaici integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi, elementi per il collaudo e messa in esercizio degli impianti. Illustrare le procedure per la connessione in rete degli impianti realizzati, analizzare i sistemi di incentivazione ed effettuare alcune valutazioni di natura economica.
Il preposto ai lavori (#)	Formare per conto dei datori di lavoro il personale chiamato a ricoprire il ruolo di Preposto sia sui principi informativi della legislazione della sicurezza sia sugli aspetti connessi all'applicazione delle misure di sicurezza a valle della valutazione dei rischi aziendali.

(*) Corso certificato UNI EN ISO 9001:2008 per la progettazione ed erogazione di attività formative EA37

(#) Conforme ai contenuti dell'articolo 37 del Testo Unico sulla Sicurezza (D.lgs 81/2008 e s.m.i.)

(&) Corso di formazione conforme al modulo 1A+2A della norma CEI 11-27

(§) Conforme alle Specifiche Enel APR 037, Rev.01 e al regolamento tecnico di Accredia RT 13, rev. 00)

Per maggiori informazioni contatta la sede regionale più vicina o vai su www.unae.it

Notiziario Aiel Irpaies

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti

ANNO XXXXIII

N. 1 – GENNAIO/FEBBRAIO 2012

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107 del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino

Direttore Responsabile: [Antonello Greco](#)

Chiuso in redazione il 27 gennaio 2012

Distribuito gratuitamente su: www.unae.it

Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta

Presidente: Antonio Serafini

Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino

tel. 011 746897 – fax. 011 3819650

Codice Fiscale 80099330013

Partita IVA 07651840014

e-mail: info@unae-irpaies.it

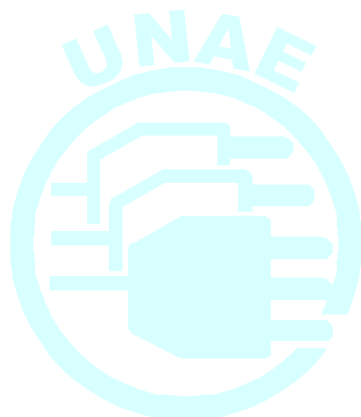
Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail comunicando l'indirizzo a: info@unae-irpaies.it

I dati personali saranno raccolti nella banca-dati ad uso redazionale presso la nostra sede di Torino cui gli interessati potranno rivolgersi ed esercitare i diritti previsti dalla Legge 675/96.

Informativa conforme all'articolo 2, comma 2 del Codice deontologico relativo al trattamento dei dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica (art. 25 - Legge n. 675/96).

Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di rifiutare qualsiasi articolo o inserzione. Le opinioni e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli non impegnano la Redazione.

Riproduzione riservata: È vietata la riproduzione, ritrasmissione, fotocopia, immissione in reti internet o intranet, su server di rete, copie via e-mail, rassegne stampa o altro modo di diffusione delle notizie o servizi pubblicati senza autorizzazione dell'UNAE Piemonte e Valle d'Aosta.



SOMMARIO

LIBRO BIANCO...	1
ATTACCHIAMO LA SPINA	2
I NOSTRI CORSI	30

SUPPLEMENTO AL NUMERO 1-2012

Libro bianco sulla sicurezza elettrica domestica

EDITORIALE



LIBRO BIANCO...

ANTONELLO GRECO

Lo scorso mese di novembre è stato consegnato il Libro Bianco sulla messa in sicurezza degli impianti elettrici al Ministero dello Sviluppo Economico.

L'occasione è stata la tavola rotonda tenutasi a Milano in durante la manifestazione "e.tech experience", momento di confronto aperto tra organizzatori e promotori del progetto, i consumatori ed il mondo dei produttori.

Ricordo che "RottamAzione degli impianti elettrici", è il progetto lanciato e organizzato da Fiera Milano, FME (Federazione Nazionale Grossisti Distributori di Materiale Elettrico), Fondazione Opificium e Politecnico di Milano-Dipartimento BEST, cui l'UNAE ha dato il proprio contributo come promotore.

Grazie al Collegio Nazionale dei Periti Industriali e dei Periti Industriali Laureati (www.cnpi.it), siamo in grado di offrire ai nostri lettori una sintesi del Libro bianco sulla sicurezza elettrica domestica commissionato dalla Fondazione OPIFICIUM.

Siamo certi che la lettura del rapporto possa offrire ad ognuno importanti spunti di riflessione e migliorare, così, la cultura e l'informazione sulla sicurezza elettrica negli ambienti domestici.

Sul fronte normativo, poi, l'auspicio è che l'emanazione di un contributo pubblico alla rottamazione degli impianti elettrici negli edifici residenziali possa contribuire fattivamente al raggiungimento di questo obiettivo nonché alla crescita delle imprese qualificate!

Buon Lavoro.



CONSIGLIO NAZIONALE
DEI PERITI INDUSTRIALI
E DEI PERITI INDUSTRIALI LAUREATI
presso Ministero della Giustizia

fondazione
OPIFICIUM
Osservatorio dei Periti Industriali
su Formazione, Industria, Cultura di Impresa,
Università, Management



ATTACCHIAMO LA SPINA

LIBRO BIANCO SULLA SICUREZZA ELETTRICA DOMESTICA

7° RAPPORTO ANNUALE SULLA SICUREZZA IN ITALIA 2011

Sintesi della ricerca

Milano, 16 novembre 2011

INDICE

1.	Gli italiani e la sicurezza elettrica: risultati dell'indagine	1
1.1.	Lo stato degli impianti elettrici nelle abitazioni degli italiani	1
1.2.	Caratteristiche e conseguenze degli incidenti da agente elettrico	7
1.3.	Gli interventi sugli impianti, tra <i>fai da te</i> e informalità diffusa	12
1.4.	L'orientamento alla prevenzione che ancora non c'è	17
1.5.	Dalla sicurezza al risparmio, come evolve la cultura energetica degli italiani	19
2.	I costi visibili e invisibili della mancata sicurezza	22
3.	L'impatto del contributo alla rottamazione degli impianti elettrici: risultati di sintesi	24
4.	Metodologia di indagine	26

1. Gli italiani e la sicurezza elettrica: risultati dell'indagine

1.1. Lo stato degli impianti elettrici nelle abitazioni degli italiani

La situazione degli impianti elettrici delle abitazioni italiane si presenta largamente deficitaria, relativamente al rispetto dei requisiti minimi di sicurezza. Stando ai risultati dell'indagine realizzata dal Censis nei mesi di luglio e settembre 2011 sullo stato degli impianti elettrici nelle abitazioni italiane, si stima che nel 2011, in Italia vi siano:

- 6 milioni 880 mila unità abitative (31,8% del totale) con impianti considerabili **pienamente a norma**, in quanto in possesso dei requisiti minimi di sicurezza (messa a terra, interruttore differenziale e schermi di protezione delle prese) e della relativa dichiarazione di conformità;
- 6 milioni 600 mila unità abitative (30,5% del totale) con impianti **sostanzialmente a norma**, in possesso dei requisiti minimi di conformità dell'impianto, ma non convalidati da alcun tipo di dichiarazione;
- 8 milioni 157 mila unità abitative (37,7% del totale) con impianti **sicuramente non a norma**, in quanto mancanti dei requisiti minimi di conformità (tab. 1).

L'anno di costruzione dell'abitazione rappresenta una variabile importante nella definizione del livello di rispetto della normativa. Tra quelle costruite prima del 1991 ad avere impianti non a norma sono il 38,9%, tuttavia anche tra quelle costruite successivamente all'entrata in vigore della Legge 46/90 sussiste una significativa quota di impianti "non conformi", pari a circa il 23,2% del totale. Tradotto in valori assoluti, ciò significa che degli 8 milioni di impianti non a norma, 7 milioni 753 mila (il 95,1% del totale) si trovano in abitazioni costruite prima del 1991 e 395 mila (il 4,9%) in abitazioni costruite dopo.

E' peraltro da sottolineare che mentre tra le abitazioni sorte prima del 1991, solo il 30,8% ha un impianto elettrico conforme e il 30,3% può essere giudicato sostanzialmente a norma, tra le abitazioni costruite successivamente la percentuale degli impianti dichiarati conformi sale al 43,9% e quella degli impianti sostanzialmente a norma al 32,9% (tab. 2).

Tab. 1 - Condizione dell'impianto elettrico delle unità abitative occupate in Italia, per anno di costruzione dell'abitazione, 2011 (val. ass. e val. %)

	Anno di costruzione		
	Fino al 1991	Dal 1991 in poi	Totale
	v.a.		
A norma	12.178	1.309	13.479
Pienamente a norma, in possesso di dichiarazione di conformità	6.139	748	6.880
Sostanzialmente a norma, senza dichiarazione di conformità	6.039	561	6.599
Non a norma	7.753	395	8.157
Totale unità abitative occupate	19.931	1.704	21.635
	val. %		
A norma	61,1	76,8	62,3
Pienamente a norma, in possesso di dichiarazione di conformità	30,8	43,9	31,8
Sostanzialmente a norma, senza dichiarazione di conformità	30,3	32,9	30,5
Non a norma	38,9	23,2	37,7
Totale unità abitative occupate	100,0	100,0	100,0

Fonte: indagine Censis, 2011

Tab. 2 - Condizione dell'impianto elettrico delle unità abitative in Italia, per anno di costruzione dell'abitazione, area geografica, titolo di godimento e dimensione dell'abitazione, 2011 (val. ass. e val. %)

	Impianto a norma			Impianto non a norma	Totale
	Con dichiarazione di conformità	Senza dichiarazione di conformità	Totale		
Anno di costruzione					
Prima del 1991	30,8	30,3	61,1	38,9	100,0
Dopo il 1991	43,9	32,9	76,8	23,2	100,0
Area geografica					
Nord Ovest	28,1	35,3	63,4	36,6	100,0
Nord Est	46,2	19,1	65,3	34,7	100,0
Centro	30,7	30,8	61,4	38,6	100,0
Sud e Isole	27,3	32,8	60,1	39,9	100,0
Titolo di godimento					
Proprietà	36,9	28,0	64,9	35,1	100,0
Affitto/comodato d'uso	19,1	36,6	55,8	44,2	100,0
Dimensione dell'abitazione					
Meno di 70 mq	30,0	33,8	63,8	36,2	100,0
Da 70 a 99 mq	28,3	31,4	59,7	40,3	100,0
Da 100 a 129 mq	33,7	30,9	64,7	35,3	100,0
130 mq e più	40,2	22,6	62,8	37,2	100,0
Totale	31,8	30,5	62,3	37,7	100,0

Fonte: indagine Censis, 2011



La titolarità o meno dell'abitazione in cui si vive, rappresenta sicuramente un buon incentivo a “mettersi in regola”: non solo infatti tra le abitazioni di proprietà si registra una percentuale di impianti a norma maggiore (64,9%) rispetto a quelle in cui vi sono inquilini in affitto (55,8%), ma soprattutto risulta più alta la quota di quanti hanno un impianto sicuramente conforme (36,9% contro il 19,1%).

Malgrado la maggioranza degli impianti rispetti solo in parte, quando non del tutto, la normativa di riferimento in materia di sicurezza, **la percezione che gli italiani hanno è di segno del tutto opposto**. Ben l'83,1% pensa infatti che il proprio impianto elettrico sia completamente a norma mentre “solo” il 10,8% più cautamente afferma di non esserne certo. Ed è una minima parte, il 6%, a dichiarare che l'impianto elettrico dell'abitazione in cui vive non rispetta in alcun modo la normativa sulla sicurezza.

Quanto su tali affermazione incida una naturale reticenza a dichiarare comportamenti che si collocano al di fuori delle regole, quanto al contrario, un'effettiva mancata conoscenza di quelli che sono i requisiti effettivi della normativa, che potrebbero indurre a valutazioni errate, considerata peraltro la complessità tecnica della materia, è indubbio che le percezioni degli italiani su tale aspetto appaiano abbastanza disallineate rispetto alla realtà. E' significativo da questo punto di vista, che anche tra quanti hanno l'impianto a norma, vi sia una percentuale, minima (il 4,8%) che non è in grado di fornire valutazioni in merito al rispetto della normativa, ma ancora di più che, tra quanti al contrario vivono in abitazioni senza impianto a norma, solo il 15,5% sia cosciente di tale situazione e lo dichiarare.

Tra questi ultimi, al contrario, il 20,9% si cela dietro un più prudente “non so”, mentre ben il 63,6% dichiara di essere a norma: un dato estremamente elevato, dietro cui è immaginabile si celi un'ampia fetta di popolazione realmente convinta di rispettare la normativa (tab. 3).

Tab. 3 - Giudizio degli italiani sulla conformità del proprio impianto elettrico alla normativa vigente, per tipologia di impianto (val. %)

Valutazione sull'impianto	Tipologia di impianto		
	A norma	Non a norma	Totale
Non a norma	0,4	15,5	6,0
A norma	94,9	63,6	83,1
Proprio non saprebbe dire	4,8	20,9	10,8
Totale	100,0	100,0	100,0

Fonte: indagine Censis, 2011

E del resto, che le **opinioni risultino al proposito poco informate e abbastanza approssimative lo conferma anche il fondamento conoscitivo** che queste hanno. Se come già sottolineato, “solo” il 38,8% può vantare a supporto delle proprie dichiarazioni il possesso della dichiarazione di conformità, dando per assodato che questa sia veritiera, e il 4,4% afferma che la conformità dell'impianto alla normativa è indicata nel contratto di acquisto o di locazione dell'abitazione, la maggioranza si affida al contrario al senso comune, o a quanto detto da altri.

Il 39,4% degli intervistati che hanno dichiarato di avere un impianto a norma, afferma che è stato un elettricista o un tecnico che lo ha verificato ad esprimersi in tal senso; il 17%, chiama in causa quanto riferito da costruttori o proprietari dell'appartamento, mentre un altro 17,2% dichiara più semplicemente che è un'idea che si è fatto da solo. Infine il 6,3% afferma di avere verificato personalmente la conformità dell'impianto elettrico.

Ovviamente, su questo punto non mancano le differenze tra quanti vivono in abitazioni con impianti realmente a norma, e quanti al contrario, in case che non rispettano la normativa. Mentre tra i primi, le valutazioni ed i giudizi sono sicuramente molto più informati (ben il 54,1% possiede la dichiarazione di conformità, e in aggiunta, il 41,2% ha fatto verificare l'impianto da un tecnico), tra i secondi, le fonti di informazione appaiono decisamente più vaghe e inattendibili: a fronte infatti del 35,1% che si rifà alle valutazioni di un tecnico, e di un 4,4% che dichiara che il riferimento

alla conformità dell'impianto è contenuto nell'atto di acquisto o di locazione dell'appartamento, vi è una buona fetta di popolazione che afferma di non avere altre fonti che la propria sensazione, che si è fatto vivendo nell'abitazione (33,1%), o che si rifà a quanto detto dal costruttore o dal proprietario dell'abitazione (28,7%) (tab. 4).

Tab. 4 - Fonte di informazione sulla conformità dell'impianto alla normativa, per tipologia di impianto (val. %) (*)

	Tipologia di impianto		
	A norma	Non a norma	Totale
Verifica da parte di un elettricista o tecnico	41,2	35,1	39,4
Dichiarazione di conformità dell'impianto elettrico	54,1	0,2	38,8
Idea personale	11,0	33,1	17,2
Dichiarazione del costruttore/proprietario dell'appartamento	12,4	28,7	17,0
Verifica personale della situazione dell'impianto	4,8	10,1	6,3
Dichiarazione conforme contenuta nell'atto di acquisto/contratto di affitto	4,5	4,4	4,4

(*) Il totale non è uguale a 100 perché erano possibili più risposte

Fonte: indagine Censis, 2011

Al di là della verifica del rispetto della normativa sulla sicurezza, si sono analizzate **le caratteristiche principali degli impianti elettrici presenti nelle abitazioni degli italiani, nonché alcuni elementi di funzionamento** utili ad inquadrarne ulteriormente lo “stato di salute”.

Dai risultati dell'indagine emerge che quasi il 60% delle abitazioni ha un impianto con meno di 20 anni. Sono ovviamente le costruzioni più recenti ad averne di più nuovi, ma anche nelle abitazioni sorte prima del 1991, ben il 56,5% è stato installato meno di 20 anni fa.

L'interruttore differenziale è ormai presente in quasi tutte le abitazioni, visto che dichiara di averlo il 97,2% degli italiani; meno diffusa, ma con una presenza ormai consolidata, è anche la cosiddetta “**messa a terra**”, che caratterizza il 91,1% degli impianti. Tra quelli non a norma, tuttavia, il gap tra i due “dispositivi” tende ad ampliarsi molto, e mentre l'interruttore differenziale è tendenzialmente presente anche negli impianti fuori norma (ce l'ha il 92,3%), l'impianto di terra è invece molto meno diffuso (ce l'ha il 75,3% degli impianti fuori norma).

Qualche criticità in più si riscontra invece sulla **sicurezza delle prese**, visto che solo il 70,3% degli intervistati dichiara che al loro interno sono presenti e visibili gli schermi di protezione. E' tuttavia da sottolineare che una buona parte di italiani non è stata in grado di rispondere alla relativa domanda (in questo caso infatti la percentuale delle non risposte è stata del 30% circa), a conferma del basso livello di attenzione e sensibilità rispetto a quello che rappresenta uno degli elementi meno conosciuti, ma centrali, ai fini della sicurezza complessiva dell'impianto. Tra gli impianti non a norma, poi, tale aspetto è del tutto trascurato, e solo l'11,4% dichiara di avere gli schermi di protezione.

Tab. 5 – Alcune caratteristiche degli impianti elettrici per tipologia di impianto (val. %)

	Tipologia di impianto		
	A norma	Non a norma	Totale
Nel quadro elettrico è presente l'interruttore differenziale	100,0	92,3	97,2
L'impianto è dotato di messa a terra	100,0	75,3	91,1
Nei fori delle prese sono visibili schermi di protezione	91,7	11,4	70,3
La casa ha un impianto elettrico che ha meno di 20 anni	71,6	39,2	59,6
Vi sono due o più prolunghe e/o ciabatte nell'abitazione	47,6	47,8	47,7
Capitano spesso interruzioni di corrente	23,8	29,1	25,8
Ogni tanto si verifica qualche sovracorrente (sovraccarico o cortocircuito)	5,9	8,4	6,8
Vi sono due o più prese non funzionanti	2,5	8,3	4,7
Vi sono una o più prese non fissate alla parete	1,5	6,5	3,4
Una o più prese dell'abitazione sono annerite	2,0	2,8	2,3

Fonte: indagine Censis, 2011

Altre anomalie, meno frequenti, ma pur sempre interessanti riguardano le prese delle abitazioni: il 3,4% degli italiani dichiara di avere in casa prese non fissate alla rispettiva scatola di distribuzione (tra quanti non hanno l'impianto a norma la percentuale sale al 6,5%); il 4,7%, segnala la presenza di prese non funzionanti (nelle abitazioni con impianti non a norma, la percentuale raddoppia all'8,3%) e il 2,3% di prese annerite, dove si è presumibilmente scatenato un piccolo cortocircuito.

Con riferimento al funzionamento degli impianti, il 25,8% degli italiani riscontra nella propria abitazione il verificarsi di frequenti interruzioni di corrente e il 6,8% dichiara che avvengono spesso cortocircuiti.

1.2. Caratteristiche e conseguenze degli incidenti da agente elettrico

Gli incidenti da causa elettrica nelle abitazioni degli italiani sono molto frequenti, tanto da costituire una porzione rilevante dell'incidentalità domestica totale. Secondo i dati Istat, in Italia si verificano **ogni anno circa 4 milioni di incidenti domestici**, una cifra che peraltro si è mantenuta stabile nel corso degli ultimi anni; di questi, **si stima che oltre 241 mila siano imputabili a cause elettriche**, una quota pari a circa il 6% del totale (tab. 6).

Tab. 6 - Incidenti domestici da cause elettriche per tipo di conseguenze (val. ass. e val. %)

	v.a.	%
Media incidenti in un anno	241.687,61	
Incidenti con conseguenze agli oggetti presenti in casa	93.774,79	38,8
Incidenti con conseguenze alle persone	41.811,96	17,3
- di cui danni lievi	35.286,39	14,6
- di cui danni seri (con ricovero)	6.525,57	2,7
Incidenti con conseguenze all'abitazione	41.328,58	17,1

Fonte: indagine Censis, 2011

Se negli ultimi cinque anni il 4,2% delle famiglie dichiara di aver avuto almeno un incidente di origine elettrica, tale percentuale risulta più alta nelle

abitazioni con impianti fuori norma (5,8%) rispetto a quelli a norma (3,2%) (tab. 7).

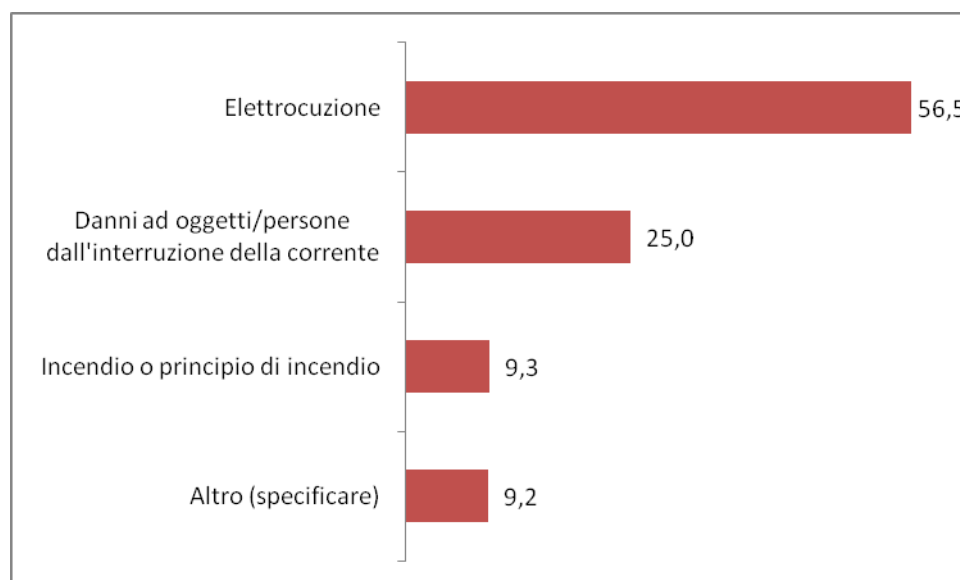
Tab. 7 - Incidenti di natura elettrica occorsi negli ultimi cinque anni per anno di costruzione, tipologia di impianto e dimensione dell'abitazione (val. %)

	Anno di costruzione dell'abitazione		Tipologia di impianto		Dimensione abitazione		Totale
	Fino al 1991	Dal 1991 in poi	A norma	Non a norma	Fino a 100 mq	Oltre 100 mq	
Almeno un incidente	4,3	2,5	3,2	5,8	5,2	2,7	4,2
Nessun incidente	95,7	97,5	96,8	94,2	94,8	97,3	95,8
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: indagine Censis, 2011

La dinamica più diffusa tra gli incidenti di natura elettrica è rappresentata dall'**elettrocuzione** (56,5% dei casi), seguita dai **danni a persone o oggetti presenti in casa** dovuta a interruzione di corrente (25%). Allarma però come quasi un incidente elettrico su dieci provochi **un incendio o principio di incendio** (9,3%). Il restante 9,2% degli intervistati ha subito invece generiche "altre" tipologie di incidenti (fig. 1).

Complessivamente, **circa due incidenti su tre provocano conseguenze a persone, oggetti o all'abitazione** (66%); mentre in un terzo dei casi, l'incidente non dà luogo ad alcun tipo di danno.

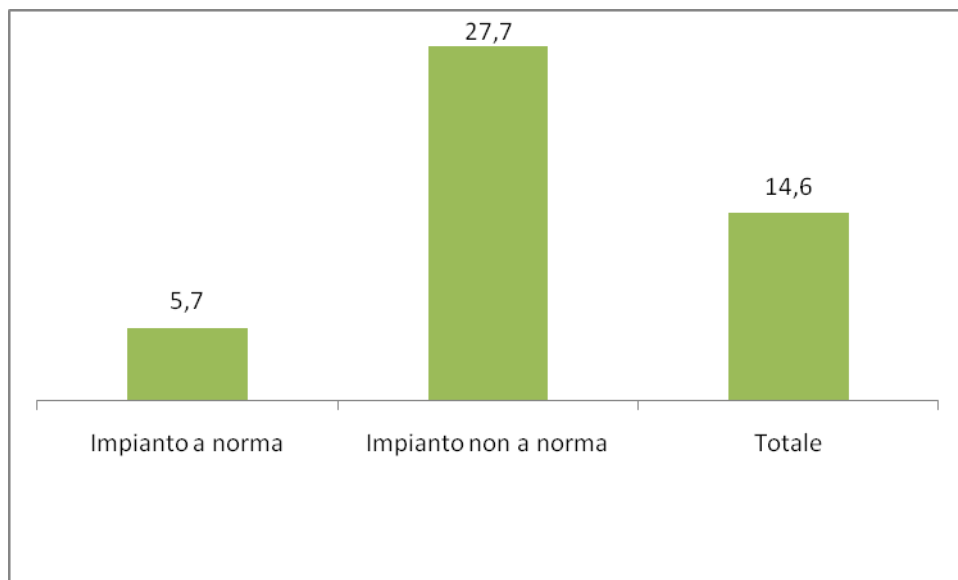
Fig. 1 – Incidenti di natura elettrica per dinamica dell'evento (val. %)

Fonte: indagine Censis, 2011

Entrando nel dettaglio, si stima che su 100 incidenti, circa 17 (per una media annua di quasi 42 mila eventi) causano infortuni alle persone, di cui almeno 2,7% (circa 6 mila 500 all'anno) di una certa serietà (comportando visite mediche o ricoveri), circa 40 (per una media annua di oltre 93 mila incidenti) producono danni ad apparecchi elettrici o di altra natura, e circa 17 (per una media annua di 41 mila eventi) danneggiano l'abitazione.

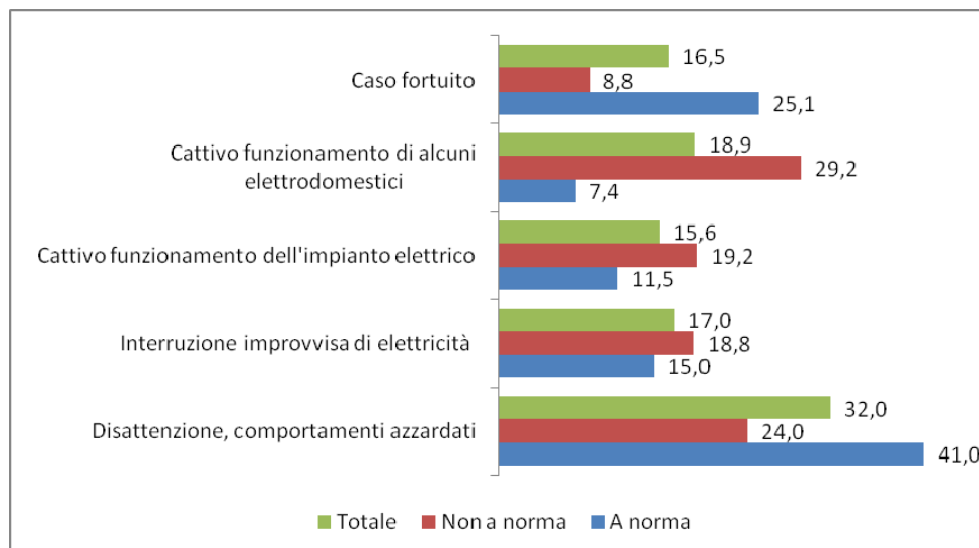
La minore sicurezza delle abitazioni con impianti fuori norma incide non solo sulla frequenza degli incidenti ma anche sulla loro gravità. Complessivamente, si riscontrano infatti tra questi conseguenze maggiori sia rispetto alle abitazioni (vengono danneggiate a seguito di incidenti il 20,5% delle abitazioni con impianti fuori norma e il 13,2% di quelle con impianti a norma), che soprattutto nei confronti delle persone: producono infortuni alle persone il 27,7% degli incidenti che avvengono in abitazione con impianti non a regola, contro appena il 5,7% degli altri (fig. 2).

Fig. 2 – Incidenti di natura elettrica che hanno causato danni alle persone per tipologia di impianto (val. %)



Fonte: indagine Censis, 2011

Se il 32% degli intervistati attribuisce la causa principale dell'incidente alla propria disattenzione o a comportamenti azzardati, e il 16,5% alla casualità, la **gran parte degli eventi nasce dall'impianto o dalle apparecchiature elettriche**: in particolare, il 18,9% degli intervistati individua la causa dell'incidente nel cattivo funzionamento di alcuni elettrodomestici, il 17% in un'improvvisa interruzione di corrente, e infine il 15,6% nel malfunzionamento dell'impianto domestico (fig. 3).

Fig. 3 – Incidenti di natura elettrica, per causa e tipologia dell'impianto (val. %)

Fonte: indagine Censis, 2011

Anche in questo caso l'avere o meno un impianto a norma incide sulle caratteristiche del sinistro, influenzandone le cause. Se infatti nei casi di incidenti avvenuti in abitazioni con impianti a norma, ben il 41% chiama in causa la distrazione (contro il 24% degli incidenti in abitazioni con impianti fuori norma), e il 25,1% il caso fortuito (contro l'8,8%), nelle abitazioni con impianti non in regola pesano molto di più, come cause di incidentalità, quelle riconducibili direttamente o indirettamente all'impianto elettrico: al suo cattivo funzionamento (19,2% contro 11,5%), al cattivo funzionamento degli elettrodomestici (29,2% contro 7,4%) e infine, all'interruzione di elettricità (18,8% contro 15%).

1.3. Gli interventi sugli impianti, tra *fai da te* e informalità diffusa

Ogni anno vengono realizzati in Italia 1 milione 400 mila interventi su impianti elettrici. Nell'ultimo decennio, sono state ben il 46,2% delle famiglie a farlo (tab. 8).

Tab. 8 - Interventi ordinari e straordinari sull'impianto elettrico realizzati negli ultimi 10 anni, per anno di costruzione e dimensione dell'abitazione (val. %)

	Anno di costruzione		Dimensione abitazione		
	Fino al 1991	Dal 1991 in poi	Fino a 100 mq	Oltre 100 mq	Totale
Almeno un intervento	46,9	37,1	44,7	48,3	46,2
Nessun intervento	53,1	62,9	55,3	51,7	53,8
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: indagine Censis, 2011

Di tutti gli interventi realizzati, più della metà è stato di riparazione, verifica e controllo dello stato dell'impianto, a seguito di guasto o di altro tipo di problema (57%). Il secondo intervento più frequente è la sostituzione dei cavi elettrici (38,9%), mentre quasi quattro interventi su dieci hanno visto il rifacimento totale dell'impianto (38,8%). A seguire, troviamo: l'installazione dell'interruttore differenziale (35,6%), l'aggiunta di nuove prese o lo spostamento delle vecchie (35,4%), e per ultimo l'installazione dell'impianto di messa a terra (26,2%) (tab. 9).

Tab. 9 – Alcune tipologie di interventi sugli impianti elettrici realizzati negli ultimi 10 anni, per area geografica e anno di costruzione dell'abitazione (val. %) (*)

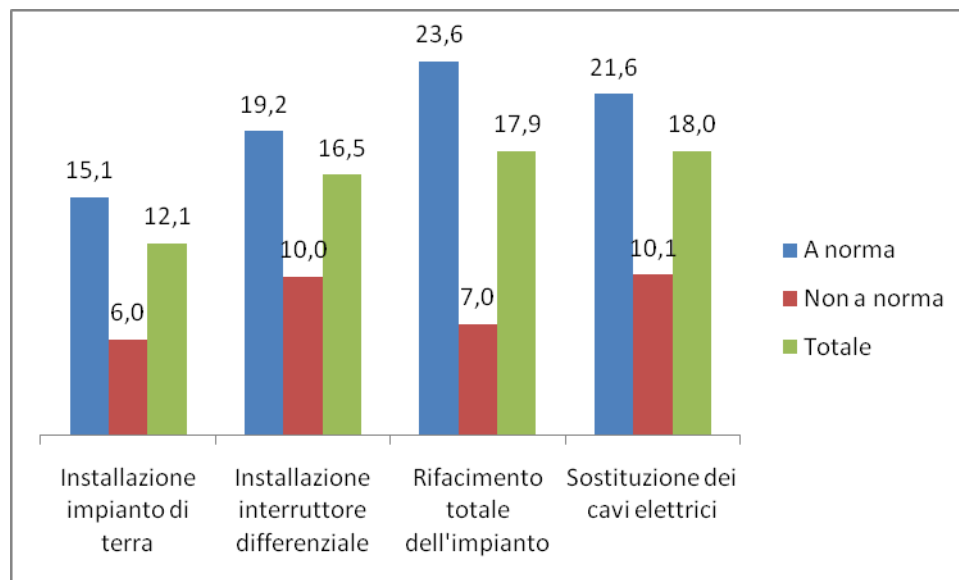
	Area geografica				Anno di costruzione dell'abitazione		
	Nord Ovest	Nord Est	Centro	Sud e Isole	Fino al 1991	Dal 1991 in poi	Totale
Riparazione, verifica / controllo dello stato dell'impianto	52,0	28,0	64,5	74,6	56,7	62,3	57,0
Sostituzione dei cavi elettrici	30,0	50,7	35,3	41,8	39,3	31,1	38,9
Rifacimento totale dell'impianto	31,6	58,6	45,4	30,0	39,5	26,7	38,8
Installazione interruttore differenziale	38,5	37,9	29,1	35,2	36,1	26,7	35,6
Aggiunta nuove prese/spostamento prese	45,4	21,2	39,7	32,4	35,4	36,3	35,4
Installazione impianto di terra	22,3	32,0	24,5	27,2	26,4	23,1	26,2

(*) Il totale non è uguale a 100 perché erano possibili più risposte

Fonte: indagine Censis, 2011

Gli interventi realizzati nel corso dell'ultimo decennio hanno avuto un impatto significativo sul lento processo di messa a norma degli impianti elettrici, garantendo l'introduzione di dispositivi di sicurezza o il rifacimento dell'intero impianto in moltissime case. Una parte di questi interventi ha concorso a rendere conformi alla normativa impianti che prima non lo erano. In particolare, degli impianti che attualmente sono a norma, il 23,6% è stato sottoposto a un rifacimento totale, il 21,6% alla sostituzione dei cavi elettrici, il 19,2% all'installazione dell'interruttore differenziale e il 15,1% a quella dell'impianto di terra. Tra gli impianti fuori norma, invece, l'incidenza degli interventi è decisamente più bassa: il 10,1% di questi ha subito una sostituzione dei cavi elettrici, il 10% l'installazione del salvavita, il 7% il rifacimento totale, e il 6% la messa a terra (fig. 4).

Fig. 4 – Alcune tipologie di interventi sull'impianto elettrico realizzati negli ultimi 10 anni, per tipologia di impianto (val. %)



Fonte: indagine Censis, 2011

L'adeguamento alla normativa risulta dunque essere la principale ragione per "mettere mani" agli impianti: quasi la metà degli italiani che negli ultimi dieci anni hanno effettuato interventi sull'impianto elettrico, hanno inteso ottemperare agli obblighi di legge (45%). Particolarmente sensibili al problema si mostrano gli abitanti del Nord Est (51,1%) e quelli del Centro (49,1%), meno al Sud e nelle Isole (47,1%) e soprattutto al Nord Ovest (36,1%) (tab. 10). I lavori di ristrutturazione sono un'opportunità importante per intervenire sull'impianto elettrico, essendo all'origine del 38,7% degli interventi. Tra le altre motivazioni più diffuse, comunque marginali rispetto a quelle appena citate, vi sono l'esigenza di mettere nuove prese (17,2%), il non sentirsi sicuri (16,6%), i consigli di tecnici ed esperti (14,9%).

Tab. 10 - Motivazione degli interventi effettuati sugli impianti elettrici, per area geografica e anno di costruzione dell'abitazione (val. %) (*)

	Area geografica				Anno di costruzione		
	Nord Ovest	Nord Est	Centro	Sud e Isole	Fino al 1991	Dal 1991 in poi	Totale
Ottemperare agli obblighi di legge sulla messa a norma	36,1	51,1	49,1	47,1	44,7	51,0	45,0
Ristrutturare dell'appartamento	34,3	37,4	46,8	39,0	39,5	24,2	38,7
Mettere nuove prese/razionalizzarne l'utilizzo	27,2	9,6	20,0	11,1	16,6	28,7	17,2
Senso di insicurezza	15,0	18,6	12,5	19,3	16,9	11,1	16,6
Suggerimento di un esperto/tecnico di impianti	11,4	16,4	12,8	18,5	14,5	22,0	14,9
A seguito di grave incidente	7,8	2,8	0,0	3,2	4,1	0,0	3,9

(*) Il totale non è uguale a 100 in quanto erano possibili più risposte

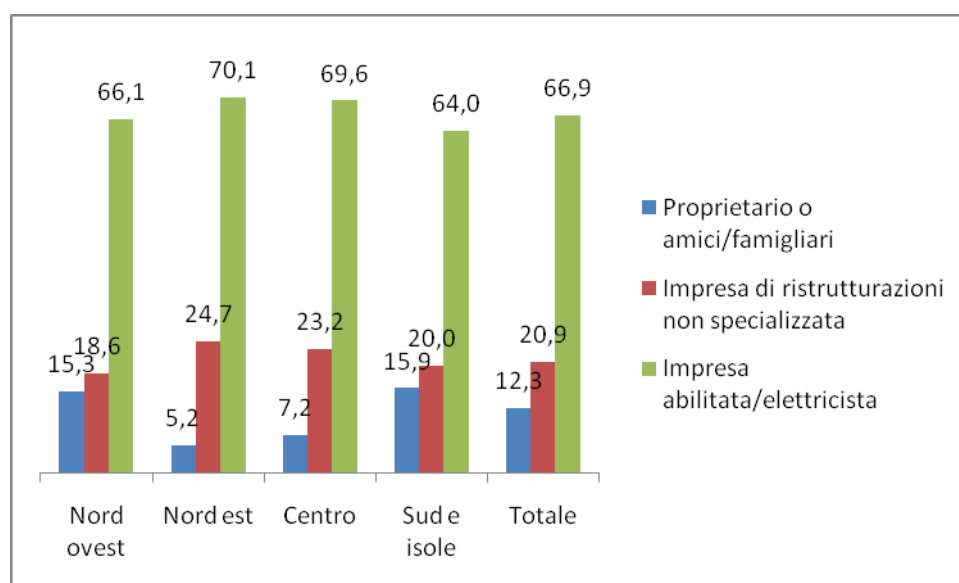
Fonte: indagine Censis, 2011

Oltre due italiani su tre che decidono di intervenire sul proprio impianto elettrico, lo fanno **ricorrendo al lavoro di uno specialista, nella forma di imprese e professionisti abilitati**. Se il dato segnala come la maggioranza delle persone riconosca l'importanza del contributo di professionalità specializzate, al tempo stesso lascia emergere come vi sia una quota residuale eppure numericamente rilevante di italiani che preferiscono **rivolgersi a circuiti più informali, divisi tra fai da te e universo delle imprese generaliste**.

La cultura del fai da te assume infatti una dimensione significativa, tanto **che il 12,3% degli interventi sugli impianti è stato realizzato personalmente dal proprietario o da un suo amico o familiare** (fig. 5). Il 20,9% dei lavori sono invece eseguiti da piccole imprese tuttofare, non specializzate e spesso prive delle competenze tecniche che sarebbero

necessarie. Complessivamente, però, l'impresa specializzata è di gran lunga la figura più "popolare", contribuendo al 66,9% degli interventi.

Fig. 5 – Soggetto realizzatore dell'intervento sull'impianto elettrico per area geografica (val. %)

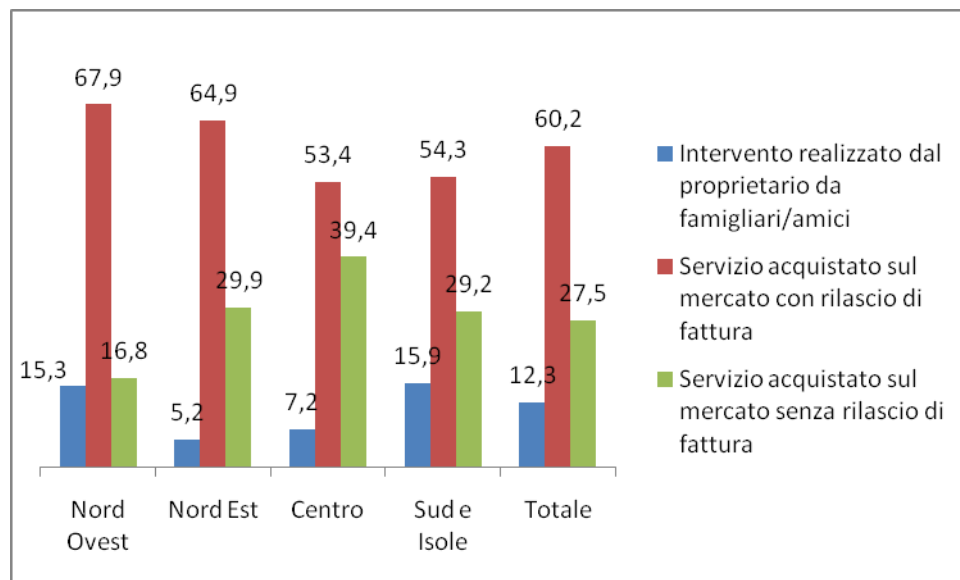


Fonte: indagine Censis, 2011

Al Sud il ricorso a imprese ed elettricisti abilitati è più basso della media nazionale (64% degli interventi) mentre il fai da te è decisamente più diffuso rispetto alle altre aree del Paese (15,9%). Un discorso analogo può essere fatto per il Nord Ovest, dove gli interventi realizzati da sé sono il 15,3% del totale, e quelli eseguiti da imprese tuttofare il 18,6%.

E' inoltre da sottolineare come, nei casi in cui ci si rivolge ad una società o tecnico, **quasi un intervento su tre (31,8%) finisce per sfuggire completamente al fisco**, perché chi ha realizzato i lavori non ha rilasciato regolare fattura. Il fenomeno è particolarmente diffuso al Centro e nel Mezzogiorno, dove rispettivamente il 43% e il 35% degli interventi effettuati non sono stati accompagnati da fattura. Va invece meglio al Nord, dove la quota di informalità, seppur rilevante, si riduce fino al 31,4% del Nord Est e al 20,3% del Nord Ovest (fig. 6)

Fig. 6- Distribuzione degli interventi sugli impianti elettrici, per regolarità fiscale e area geografica (val. %)



Fonte: indagine Censis, 2011

1.4. L'orientamento alla prevenzione che ancora non c'è

Gli italiani sono piuttosto distratti sul fronte della manutenzione, visto che tendono a trascurare i controlli e a rivolgersi a tecnici esperti quasi esclusivamente in caso di guasto. Quasi la metà degli intervistati (45,1%) dichiara di non fare nulla di particolare per verificare lo stato di salute del proprio impianto elettrico; quota che si somma al 35,9% che invece si limita a chiamare un tecnico o un elettricista quando si verificano problemi. Solo il 17% degli intervistati fa effettuare dei controlli “ogni tanto”, e infine una quota del tutto residuale dichiara di seguire alla lettera il manuale sulla manutenzione (2%) (tab. 11).

Tab. 11 - Comportamenti nella manutenzione degli impianti, per area geografica (val. %)

	Area geografica				Totale
	Nord Ovest	Nord Est	Centro	Sud e Isole	
Non fare nulla di particolare	46,2	54,4	56,2	32,2	45,1
Chiamare un tecnico in caso di guasto	35,3	23,9	24,7	49,9	35,9
Far effettuare controlli occasionali	16,5	19,9	16,7	16,0	17,0
Seguire scrupolosamente il manuale sulla manutenzione	2,1	1,7	2,3	1,9	2,0
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: indagine Censis, 2011

Gli italiani appaiono **poco inclini anche a considerare nella vita quotidiana i rischi connessi all'elettricità**. L'utilizzo di apparecchi elettrici in prossimità dell'acqua – comportamento che caratterizza il 20,8% degli italiani – e il distacco di un elettrodomestico dalla rete elettrica tirando il filo (16,1%) sono tra le azioni più rischiose che un individuo possa fare interagendo con un impianto elettrico, che tuttavia stentano a sradicarsi dalle abitudini di comportamento degli italiani (tab. 12).

Comportamenti che parimenti figurano nell'elenco delle cose da non fare, come tenere cavi elettrici collegati alla rete elettrica aggrovigliati, pratica condivisa dal 20,4% degli italiani, utilizzare più elettrodomestici contemporaneamente (63,5%) e tenere prolunghe e ciabatte con più impianti collegati (45,3%), ferma restandone la pericolosità, hanno conseguenze non così immediate sugli utilizzatori, ma producono effetti anche di una certa gravità sull'impianto nel complesso, sottoponendolo a sollecitazioni, sovraccarichi ed utilizzi non efficienti che prima o poi potrebbero richiedere interventi anche straordinari di manutenzione.

I giovani sono i più azzardati nei loro comportamenti: il 26,7% della popolazione fino a 44 anni utilizza apparecchi elettrici in prossimità dell'acqua, il 23,3% scollega un apparecchio elettrico tirando il cavo, il 27,5% tiene fili collegati alla rete elettrica aggrovigliati.

Tab. 12 – Incidenza dei comportamenti scorretti o a rischio per la sicurezza elettrica, per classe di età (val. %) (*)

	Età				Totale
	Fino a 44 anni	Da 45 a 54 anni	Da 55 a 64 anni	65 anni e oltre	
Utilizzare più elettrodomestici contemporaneamente	63,6	69,1	66,3	57,7	63,5
Tenere prolunghe/ciabatte con più utilizzatori collegati	48,7	45,4	45,1	41,5	45,3
Utilizzare apparecchi elettrici in prossimità dell'acqua	26,7	18,9	16,9	18,2	20,8
Tenere cavi elettrici aggrovigliati collegati alla rete elettrica	27,5	17,6	19,4	15,2	20,4
Scollegare un utilizzatore elettrico tirando il cavo	23,3	15,3	10,4	12,3	16,1

(*) Il totale non è uguale a 100 in quanto erano possibili più risposte

Fonte: indagine Censis, 2011

1.5. Dalla sicurezza al risparmio, come evolve la cultura energetica degli italiani

Se sul versante della sicurezza elettrica si denotano atteggiamenti distratti e comportamenti rischiosi da parte degli italiani, **sul fronte dei consumi energetici sta emergendo una cultura più sensibile al risparmio e alla razionalizzazione degli utilizzi**. Utilizzare lampade a risparmio energetico (lo fa l'85,2% degli italiani), spegnere luci accese inutilmente (86,3%) ed evitare di lasciare apparecchi elettrici in *stand-by* (64%) sono comportamenti ormai entrati appieno nel vissuto quotidiano degli italiani (tab. 13).

Tab. 13 - Principali accorgimenti per il risparmio energetico, per classe di età, (val. %) (*)

	Età				Totale
	Fino a 44 anni	Da 45 a 54 anni	Da 55 a 64 anni	65 anni e oltre	
Evita di lasciare luci accese inutilmente	85,2	89,3	88,7	84,0	86,3
Utilizza lampade a risparmio energetico	84,1	89,4	90,6	80,3	85,2
Evita di lasciare gli apparecchi elettrici in stand by	64,7	67,1	63,8	61,2	64,0
Cerca di far funzionare lavatrici o lavastoviglie in orari notturni	59,6	64,4	66,9	52,0	59,6
Disinserisce le prese degli elettrodomestici quando si assenta	55,5	58,6	59,9	49,0	55,0
Non utilizza più di due elettrodomestici contemporaneamente	52,7	51,6	56,0	55,0	53,8
Ha acquistato elettrodomestici a basso consumo (classe A)	55,8	63,1	63,1	38,5	53,5
Ha montato un pannello solare per produzione di acqua calda	4,1	3,8	2,4	1,5	3,0
Ha installato un impianto fotovoltaico	2,7	3,1	1,6	1,6	2,3

(*) Il totale non è uguale a 100 in quanto erano possibili più risposte

Fonte: indagine Censis, 2011

Meno pervasive ma pur sempre diffuse sono altre accortezze ed abitudini che differentemente dalle prime, comportano un maggiore impegno, anche solo e soltanto in termini di programmazione. Già se si considera il funzionamento di lavatrici e lavastoviglie in orari notturni la percentuale scende (59,6%), e altrettanto avviene se ci si riferisce all'utilizzo di massimo due elettrodomestici contemporaneamente (53,8%) e alla disinserzione delle prese degli stessi quando ci si assenta (55%). Si tratta di atteggiamenti che presuppongono un minimo di pianificazione e di attenzione: il *doverci pensare*, il *doversi ricordare*, scardinano le buone intenzioni del consumatore italiano in ambito energetico, ancora pigro per

certi aspetti, ma sicuramente non così distratto come nel campo della sicurezza elettrica.

I giovani, che già si segnalano per i frequenti comportamenti rischiosi in tema di sicurezza elettrica, presentano un'attitudine al risparmio energetico che seppur per nulla deficitaria (evita di lasciare gli apparecchi elettrici in stand-by il 64,7% di coloro che hanno fino a 44 anni, non utilizza più di due elettrodomestici contemporaneamente il 52,7%, in entrambi i casi raggiungendo o persino superando le migliori performance in assoluto), non ha ancora raggiunto i livelli delle fasce d'età più accorte.

I più anziani, invece, pagano probabilmente la disattenzione e le distrazioni legate all'età. Se nel caso della sicurezza elettrica le azioni sono ormai interiorizzate ed automatiche e quindi non sfuggono, quanto al risparmio energetico la semplice dimenticanza (disinserisce le prese degli elettrodomestici quando si assenta il 49% degli ultra 65enni), la poca sensibilità in taluni casi e le limitate risorse economiche in altri (acquista elettrodomestici a basso consumo il 38,5%), la preferenza verso stili di vita più regolari e tranquilli (fa funzionare lavatrici e lavastoviglie in orari notturni il 52%) sono le dimensioni che più sembrano determinare e, penalizzare, gli atteggiamenti degli anziani al confronto con le altre fasce d'età.

2. I costi visibili e invisibili della mancata sicurezza

L'incidentalità domestica da cause elettriche produce ogni anno un costo per la collettività di ben 204 milioni, di cui 71 a carico dello Stato e 133 delle famiglie. Ciò significa che ogni incidente costa circa 840 euro, tra spese di ristrutturazione dell'abitazione, sostituzione di apparecchiature, spese mediche (ricoveri, medicine, visite specialistiche) relative agli infortuni derivanti da incidenti e, non ultimi, interventi dei Vigili del Fuoco (nel 2010 si stima che sia stato di circa 40 milioni il costo sostenuto dal Corpo dei Vigili del Fuoco per interventi a seguito di incendi o altre problematiche da cause elettriche).

Considerata la specifica natura degli incidenti, che come emerso comportano in massima parte danni ad apparecchi o impianti presenti in casa e all'abitazione non stupisce che la quota maggioritaria della spesa derivante dai sinistri sia sostenuta direttamente dalle famiglie (65,1% per un totale di circa 133 milioni all'anno) mentre sia a carico del pubblico "solo" il 34,9% (71 milioni di euro circa): un costo derivante in massima parte dagli interventi dei Vigili del Fuoco, e dalla spesa sanitaria per assistenza e ricoveri (tab. 14).

A fronte dei costi connessi al verificarsi di incidenti ed infortuni in ambito domestico derivanti da cause elettriche, un'altra voce di spesa, la più significativa che il sistema nel suo complesso sopporta, è rappresentata dall'alto livello di irregolarità che caratterizza tale settore.

Si stima che **ogni anno in Italia vengano effettuati in media circa 1 milione 400 mila interventi sugli impianti elettrici**: interventi che vanno dalla riparazione di un qualche guasto alla ristrutturazione completa dell'impianto. Tale domanda sviluppa un volume economico diretto (spese relative ad installazioni impianti e apparecchiature) di circa 1 miliardo e 800 milioni di euro, e indiretto (spese derivanti da oneri accessori, quali lavori di smuratura, tinteggiatura, etc) di circa 3 miliardi, per un totale di quasi 5 miliardi di euro. Di questo giro economico generato attorno alla manutenzione e alla ristrutturazione degli impianti elettrici, una quota rilevante tende a sfuggire al circuito dell'economia formale.

Tab. 14 – Costo medio annuo degli incidenti domestici da cause elettriche (v.a. e val. %)

	Costo totale annuo (v.a. in migliaia)	Costo medio incidente	Distribuzione %
Costi a carico del Pubblico	71.389	295,4	34,9
Interventi VFF / sicurezza	31.252	129,3	15,3
Salute	40.137	166,1	19,6
Costi a carico delle famiglie	133.143	550,9	65,1
Salute	2.399	9,9	1,2
Interventi di ristrutturazione, sostituzione apparecchiature, etc	130.743	541,0	63,9
TOTALE	204.532	846,3	100,0
- diretti	120.313	497,8	58,8
- indiretti	84.219	348,5	41,2

Fonte: stima Censis su dati Censis, Istat, Istituto Superiore di Sanità, Corpo dei Vigili del Fuoco

Vi è innanzitutto un 10% che non viene intercettato perché classificabile come attività di autoproduzione in capo alle famiglie (per un valore complessivo di circa 491 milioni) (tab. 15). Del volume di servizi acquistati sul mercato (per un valore complessivo di servizi pari a 4 miliardi e mezzo circa), **si stima che venga fatturata una quota pari a circa la metà (48,3%)**, per un valore complessivo di poco più di 2 miliardi di euro. L'altra metà scompare totalmente al fisco, **provocando un costo, in termini di mancato gettito per l'Erario, di circa 572 milioni di euro all'anno.**

Si tratta di una cifra significativa, che applicata al complesso di tutte le spese che annualmente le famiglie sostengono per interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria per le loro abitazioni (l'Istat stima una spesa annua complessiva di 18 miliardi 498 milioni) farebbe quasi decuplicare il mancato gettito per l'erario in questo specifico settore.

Tab. 15 – Stima del valore complessivo annuo degli interventi sugli impianti elettrici, e dei costi per il sistema derivanti dall'elevato livello di irregolarità (val. ass e val. %)

	V.a.	Val. %
Numero medio annuo di interventi sull'impianto elettrico	1.396.280,00	
Costo annuo complessivo degli interventi		
Costo diretto (materiali, servizio di installazione, etc)	1.841.021.825	37,4
Costo indiretto (oneri accessori)	3.076.994.092	62,6
Totale	4.918.015.917	100,0
Modalità realizzazione interventi		
"Fai da te"	491.801.592	10,0
Servizi acquistati sul mercato	4.426.214.325	90,0
Totale	4.918.015.917	100,0
Livello di fatturazione dei servizi acquistati sul mercato		
Quota fatturata	2.137.861.519	48,3
Quota non fatturata	2.288.352.806	51,7
Totale	4.426.214.325	100,0
Gettito fiscale relativo ai servizi acquistati sul mercato		
Acquisito	534.465.380	48,3
Mancante	572.088.202	51,7
Totale previsto	1.106.553.581	100,0

Fonte: stima Censis

3. L'impatto del contributo alla rottamazione degli impianti elettrici: risultati di sintesi

L'introduzione di un contributo pubblico alla rottamazione degli impianti, nella forma dell'agevolazione fiscale, finalizzato a coprire una parte delle spese relative alla realizzazione di interventi di messa a norma o di miglioramento dell'impianto, rappresenterebbe un incentivo importante,

- non solo nel favorire la maturazione di una sensibilità maggiore rispetto ai temi della sicurezza domestica da parte di tutti i soggetti a diverso titolo interessati (dalle famiglie alle ditte installatrici);
- nel supportare il processo di innovazione e ammodernamento della rete elettrica domestica, passaggio ineludibile per rispondere alle esigenze di sicurezza e di efficienza che il sistema già oggi, e sempre più domani, chiede vengano garantite;
- ma anche e soprattutto nel ridurre le attuali inefficienze derivanti da un sistema impiantistico solo parzialmente a norma, e da un mercato dei servizi di installazione ancora troppo ancorato a logiche di informalità e fai da te.

Si stima che un'agevolazione pari al 45% dei costi relativi al rifacimento o miglioramento dell'impianto elettrico (valore d'equilibrio, in cui i benefici diretti per il Fisco coprirebbero interamente il costo del contributo a suo carico) comporterebbe:

- **un aumento di circa 2 milioni del numero di interventi sull'impianto elettrico previsti dalle famiglie**, che ne porterebbe la quota complessiva a **circa 5 milioni in cinque anni, di cui 2 milioni 400 mila relativi alla regolarizzazione di impianti fuori norma**;
- una **riduzione di oltre 3 mila 500 infortuni** all'anno, per un risparmio complessivo di 1 milione di euro annui;
- un volume economico diretto ed indiretto di **quasi 6 miliardi di euro** all'anno, di cui 2 direttamente riconducibili all'effetto incentivante del contributo;
- una **crescita del numero delle imprese installatrici di circa 2 mila 800 unità e un aumento dell'occupazione pari a 9 mila addetti**, tra aziende di installazione, manutenzione e indotto manifatturiero;
- un **gettito fiscale aggiuntivo di 505 milioni di euro**, pari a circa il 71% del costo del contributo a carico dello Stato.

4. Metodologia di indagine

La rilevazione, svolta in collaborazione con la società Codres, è stata realizzata su tutto il territorio nazionale nei mesi di luglio e settembre. Sono state effettuate circa 1.000 interviste mediante somministrazione di un questionario strutturato ad un campione rappresentativo di famiglie italiane, mediante metodologia CATI (Computer Assisted Telephone Interviewing), una tecnica in grado di garantire affidabilità dei risultati e rapidità dei tempi di elaborazione, grazie al salvataggio automatico delle risposte su supporto informatico e alla possibilità di verifiche automatiche.

UNAE – Albo delle Imprese d'Installazione di Impianti
è una Associazione Nazionale culturale, volontaria, senza scopo di lucro

UNAE persegue, attraverso la formazione e la qualificazione delle Imprese, il miglioramento tecnico nell'esecuzione degli impianti elettrici, promuovendo iniziative utili alla crescita professionale delle imprese di installazione.

I nostri corsi

Titolo	Obiettivi
Principi di sicurezza degli impianti elettrici (*)	Fornire la conoscenza dei principi tecnici e di sicurezza intrinseca degli impianti quale base propedeutica per affrontare la formazione specialistica (corsi sulla sicurezza e sulla manutenzione cabine); delle normative fondamentali di legge e tecniche riguardanti gli impianti elettrici; degli elementi più significativi per la costruzione, la progettazione e le verifiche degli impianti elettrici.
Lavori su impianti elettrici (*)(&)	Formare il personale che già opera, con conoscenze pratiche, sugli impianti della distribuzione pubblica e utilizzatori di I e II Categoria. Fornire elementi ai Datori di Lavoro per la valutazione del personale nell'affidamento dei compiti, con particolare riferimento ai rapporti operativi con il Committente. Fornire linee d'indirizzo ai D. L. per la valutazione dei rischi aziendali.
Manutentore di cabine di trasformazione MT/BT del cliente finale (*)	Formare il personale che già opera nel settore della costruzione e manutenzione delle cabine elettriche di MT/BT, integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi (di legge e di buona tecnica) inerenti l'esecuzione della manutenzione degli impianti secondo i metodi della regola dell'arte Fornire ai Datori di Lavoro delle imprese di manutenzione indicazioni per la valutazione del proprio personale e l'aggiornamento del Piano della Sicurezza dei rischi aziendali rispetto anche alle disposizioni per il controllo del rischio elettrico introdotte dalla III edizione della norma CEI 11-27.
Aggiornamento per il personale operativo delle imprese appaltatrici di ENEL (*) (§)	Rivolto al personale dipendente delle imprese appaltatrici di Enel S.p.A. addetto allo svolgimento di attività nel settore degli impianti elettrici AT, MT e BT., già in possesso di un attestato di idoneità per profili professionali (A,B,C,D,E,F,G,H,QSA).
Seminario “Le installazioni fotovoltaiche e le applicazioni del «conto energia»”	Fornire conoscenze di base sul principio della conversione fotovoltaica. Fornire elementi sulle modalità installative degli impianti fotovoltaici integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi, elementi per il collaudo e messa in esercizio degli impianti. Illustrare le procedure per la connessione in rete degli impianti realizzati, analizzare i sistemi di incentivazione ed effettuare alcune valutazioni di natura economica.
Il preposto ai lavori (#)	Formare per conto dei datori di lavoro il personale chiamato a ricoprire il ruolo di Preposto sia sui principi informativi della legislazione della sicurezza sia sugli aspetti connessi all'applicazione delle misure di sicurezza a valle della valutazione dei rischi aziendali.

(*) Corso certificato UNI EN ISO 9001:2008 per la progettazione ed erogazione di attività formative EA37

(#) Conforme ai contenuti dell'articolo 37 del Testo Unico sulla Sicurezza (D.lgs 81/2008 e s.m.i.)

(&) Corso di formazione conforme al modulo 1A+2A della norma CEI 11-27

(§) Conforme alle Specifiche Enel APR 037, Rev.01 e al regolamento tecnico di Accredia RT 13, rev. 00)

Per maggiori informazioni contatta la sede regionale più vicina o vai su www.unae.it

Notiziario Aiel Irpaies

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti

ANNO XXXXIII

N. 2 – MARZO/APRILE 2012

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107 del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino

Direttore Responsabile: [Antonello Greco](#)

Chiuso in redazione il 6 marzo 2012

Distribuito gratuitamente su: www.unae.it

Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta

Presidente: Antonio Serafini

Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino

tel. 011 746897 – fax. 011 3819650

Codice Fiscale 80099330013

Partita IVA 07651840014

e-mail: info@unae-irpaies.it

Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere

l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail

comunicando l'indirizzo a: info@unae-irpaies.it

I dati personali saranno raccolti nella banca-dati ad uso redazionale presso la nostra sede di Torino cui gli interessati potranno rivolgersi ed esercitare i diritti previsti dalla Legge 675/96.

Informativa conforme all'articolo 2, comma 2 del Codice deontologico relativo al trattamento dei dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica (art. 25 - Legge n. 675/96).

Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di rifiutare qualsiasi articolo o inserzione. Le opinioni e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli non impegnano la Redazione.

Riproduzione riservata: È vietata la riproduzione, ritrasmissione, fotocopia, immissione in reti internet o intranet, su server di rete, copie via e-mail, rassegne stampa o altro modo di diffusione delle notizie o servizi pubblicati senza autorizzazione dell'UNAE Piemonte e Valle d'Aosta.

SOMMARIO

230 VOLT	1
REGOLA TECNICA DI RIFERIMENTO PER LA CONNESSIONE BT – SECONDA PARTE	2
SMART GRID, IL FUTURO È GIÀ COMINCIATO	6
ERRATA CORRIGE	11
ELETTRICA 2012	12
UNAE PIEMONTE E VALLE D'AOSTA: CORSO DI FORMAZIONE	12
I NOSTRI CORSI	14

EDITORIALE



230 VOLT

ANTONELLO GRECO

Oggi sembra difficile dover abbandonare definitivamente il valore della tensione nominale delle reti di distribuzione che ha accompagnato gli ultimi sessantanni della nostra storia, il 220 volt.

Sono certo, però, che saremo capaci di fare subito nostra la nuova norma, anche se proprio nuova non è.

Negli ultimi vent'anni, infatti, abbiamo più volte discusso sui risvolti pratici di questa transizione (dai 220 V ai 230 V), senza mai cadere nella tentazione di rimanere arroccati ad una vecchia nozione.

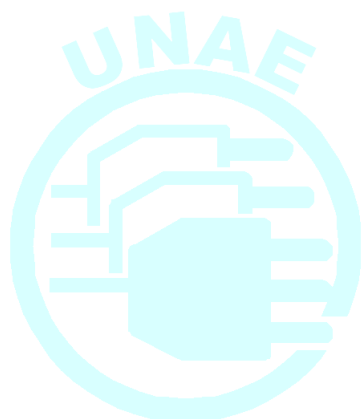
Anzi, quasi con fastidio notavamo l'impotenza di fronte ai due vincoli, quello tecnico (230 V) e quello legislativo (220 V).

Poi, quasi inaspettatamente, è successo...

Eppure sapevamo che prima o poi sarebbe successo...

Benvenuto 230 V, benvenuto veramente!

Buon Lavoro.





Segreteria Tecnica

NOTIZIE TECNICHE

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica La norma CEI 0-21

- SECONDA PARTE -

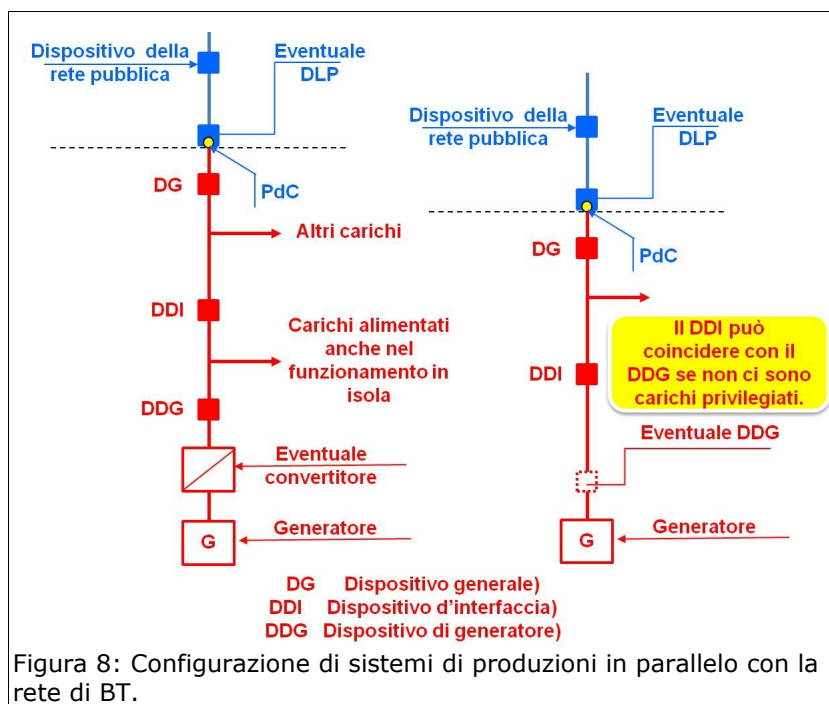
Regole tecniche di connessione per gli utenti attivi (Parte 8)

I tipi di generatori considerati per gli utenti attivi sono essenzialmente riconducibili a quelli direttamente connessi alla rete, ossia:

- generatori rotanti sincroni (senza interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione);
- generatori rotanti asincroni (senza interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione).

E a quelli non direttamente connessi alla rete:

- generatori di qualsivoglia tipologia connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (inverter lato rete di distribuzione).



Nella fig. 8 sono rappresentati gli schemi di base di un sistema di produzione in parallelo con la rete di BT di distribuzione. I dispositivi previsti sono quelli in appresso indicati.

Il DG (Dispositivo generale o eventualmente i DGL) deve essere sempre presente e avere le stesse caratteristiche previste per tutte le tipologie di utente (interruttore con sganciatori di massima corrente, per la protezione dell'impianto di produzione dai sovraccarichi e dai guasti interni). Le funzioni che assolve sono:

- non deve aprirsi per guasti a monte dell'impianto dell'utente;
- deve aprirsi per guasti nell'impianto dell'utente

(separando l'intero impianto di produzione dalla rete pubblica);

- deve aprirsi per valori di corto circuito che superino il valore della corrente di cortocircuito minima comunicato dal Distributore.

Il DDI (Dispositivo d'interfaccia) ha lo scopo di evitare che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete BT cui è connesso l'utente attivo, questi possa continuare ad alimentare il guasto o la rete;
- in caso di richiuse automatiche/manuali di interruttori sulla rete del Distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento (l'Allegato I fornisce al riguardo il calcolo dell'angolo di sfasamento in funzione del tempo di attesa alla richiusura rapida comunicata dal Distributore che permette di predisporre gli accorgimenti a salvaguardia del macchinario/apparato di generazione).

Il DDG (Dispositivo di Generatore) assolve le seguenti funzioni:

- l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni ordinarie cioè in assenza di guasti o di funzionamenti anomali del sistema di produzione;
- la protezione dell'impianto di produzione, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell'impianto di produzione;
- l'intervento coordinato con i dispositivi di protezione dei carichi privilegiati (qualora presenti) per guasti dell'impianto durante il funzionamento in isola.

Il DDG può intervenire:

- come rinalzo del dispositivo d'interfaccia per generatori di qualsivoglia tipologia connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (generatori indirettamente connessi);

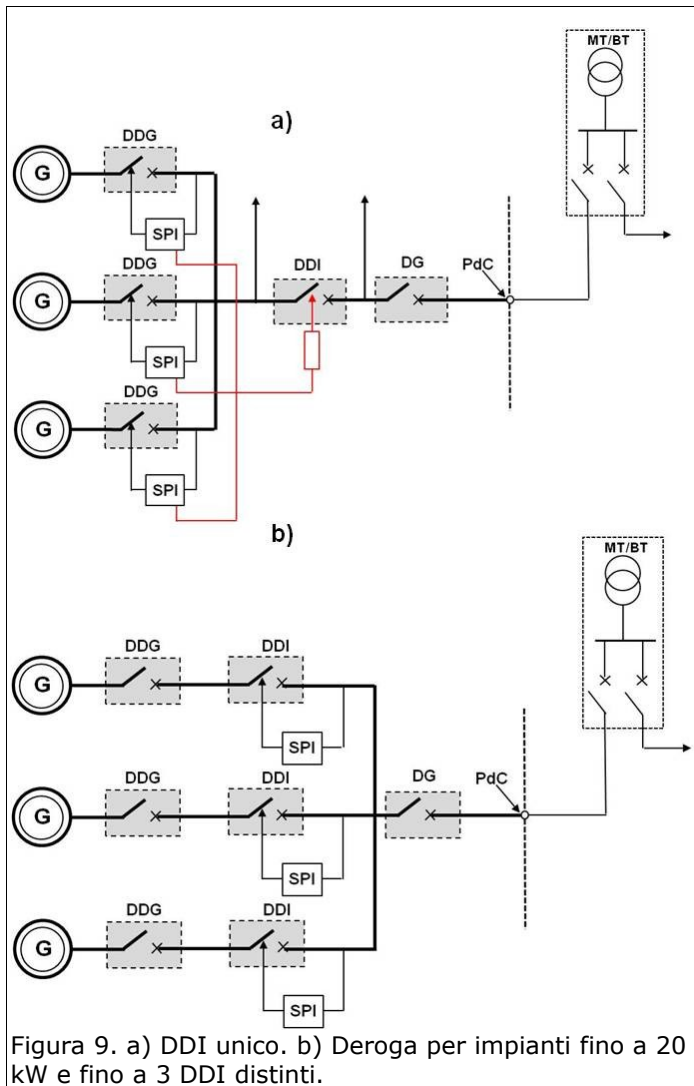


Figura 9. a) DDI unico. b) Deroga per impianti fino a 20 kW e fino a 3 DDI distinti.

unico SPI. L'impiego di più SPI è ammesso, purché essi agiscano in logica OR (l'anomalia rilevata da ciascun SPI provoca lo sgancio di tutti i DDI. In deroga, per impianti di potenza complessiva fino a 20 kW, è ammesso che siano presenti fino a tre DDI distinti, ciascuno con la propria PI, sprovvisti di funzionamento in OR (fig. 9 b). Se i dispositivi presenti sono superiori a tre, si deve prevedere il loro funzionamento in OR. Il DDI può coincidere con il DDG se non ci sono carichi privilegiati.

- per salvaguardare l'integrità del generatore sincrono/asincrono direttamente connesso alla rete¹.

I dispositivi ammessi sono quelli sotto riportati.

Dispositivo generale:

- interruttore quadripolare automatico idoneo al sezionamento.

Dispositivo d'interfaccia:

- interruttore quadripolare automatico idoneo al sezionamento²;
- interruttore di manovra-sezionatore;
- contattore onnipolare (norma CEI EN 60947-4-1)³ di categoria AC3 idoneo al sezionamento (per generatori con inverter di potenza nominale fino a 6 kW, con DDI interno, è possibile utilizzare contattori di categoria AC1).

Dispositivo di generatore:

- Il DDG, in ogni caso, deve essere in grado di interrompere le correnti di guasto fornite dal generatore stesso. Se coincidente con DG o con DDI, deve, inoltre, avere almeno le medesime caratteristiche del DG o del DDI.

Per impianti con più generatori, il DDI deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori (fig. 9 a). E' ammesso l'impiego di più DDI comandati da un

¹Tipo il salvamotore che svolge una funzione di protezione completa contro i principali tipi di guasto che possono presentarsi in un generatore. È dotato infatti di uno sganciatore che gli permette una protezione completa contro il cortocircuito, il sovraccarico e la mancanza di fase. Il salvamotore è spesso corredato di bobine di apertura sia a lancio di corrente sia di minima tensione, destinate non solo ad aprire a distanza l'interruttore, ma a sganciarlo in presenza di una mancanza o di un abbassamento di tensione

²Devono essere asserviti in apertura al sistema di protezione d'interfaccia (SPI)

³Norma CEI EN 60947-4-1- 2011-03. Apparecchiature a bassa tensione Parte 4-1. Contattori e avviatori - Contattori e avviatori elettromeccanici.

Il neutro della rete del Distributore non deve essere messo a terra dagli utenti durante il funzionamento in parallelo con la rete pubblica (il centro stella dell'impianto di produzione deve essere mantenuto non connesso a terra durante il funzionamento in parallelo); deve inoltre essere interrotto durante il funzionamento in isola sull'impianto dell'utente.

La penetrazione sempre più estesa della GD (vedasi nota 6) determina delle criticità sulla rete di distribuzione con ricadute sulla continuità del servizio e soprattutto sulla qualità della tensione⁴ indicativamente riassumibili nei seguenti aspetti.

- Variazioni (lente) di tensione: la connessione di un generatore lungo una linea determina l'incremento della tensione in quel punto e, più in generale, la variazione del profilo di tensione lungo la linea.
- Variazioni rapide di tensione: l'improvvisa disconnessione di un generatore dal nodo di una linea determina una variazione della tensione in quel nodo e lungo la linea. Secondo la norma CEI EN 50160:2011-05, il valore delle variazioni dovrebbe, per le reti BT, restare compreso fra il 5 ÷ 10%.
- Incremento della corrente di corto circuito.
- Inversione del flusso di potenza sul trasformatore MT/BT che si determina quando la potenza prodotta dalla GD supera il prelievo dei carichi della rete. Il funzionamento in isola indesiderata (islandin), si determina quando l'impianto di produzione dell'utente alimenta porzioni di rete o l'intera rete del Distributore. Tale situazione non è mai ammessa⁵, salvo casi regolamentati su specifica richiesta del Distributore⁶.

In particolare per quanto riguarda la regolazione della tensione le strategie (smart grid) per fronteggiare le criticità emergenti si possono così riassumere:

- contro le variazioni rapide di tensione si procede con lo sviluppo di metodi più selettivi, che consentano di evitare la disconnessione intempestiva degli impianti di produzione dalla rete;
- contro le variazioni lente di tensione si prevede l'impiego di sistemi di comunicazione e controllo, in grado di trasferire opportuni segnali ai singoli generatori, così da coordinarne la regolazione. Potrà essere introdotto un sistema di regolazione locale che consenta sia la disconnessione del generatore in caso di situazioni critiche, sia la regolazione del reattivo fornito dal generatore.

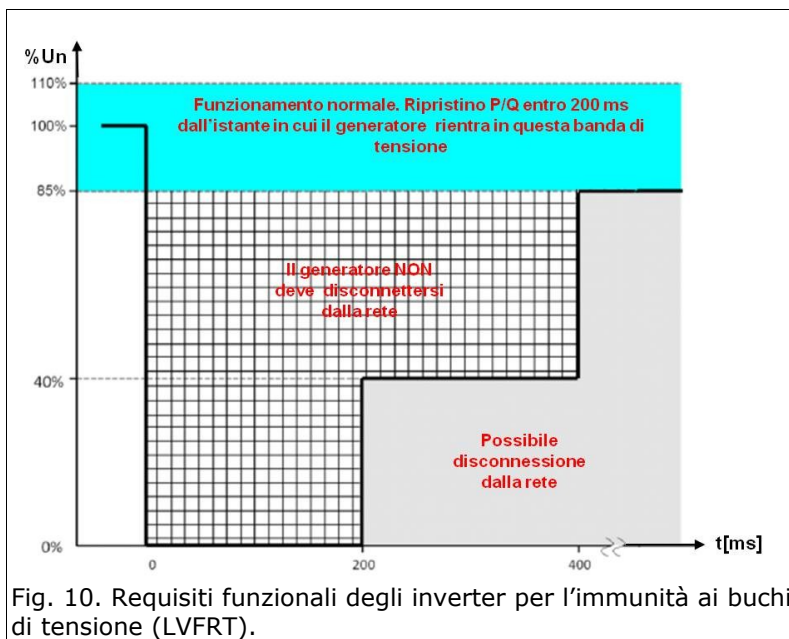


Fig. 10. Requisiti funzionali degli inverter per l'immunità ai buchi di tensione (LVFRT).

Un contributo in tal senso sono le prescrizioni, di cui ai paragrafi 8.5.1, 8.5.2, 8.5.3 e 8.6.2, in recepimento del comma 3, art. 11, del DM 05-05-2011 (IV Conto Energia), che stabilisce le caratteristiche degli inverter che andranno in esercizio dopo 31-12-2012.

- Mantenere insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione.
- Si prevede che gli inverter debbano avere la possibilità di esser scollegati dalla rete in remoto.

⁴Al riguardo vedasi i paragrafi 4.1.1, 4.1.2 e 4.3.2 della parte 2 della Norma.

⁵La situazione di isola indesiderata è da evitare per due ragioni principali:

- il generatore locale non garantisce una adeguata stabilità alla forma d'onda di tensione e alla sua frequenza: ne potrebbero conseguire danneggiamenti per tutti i carichi connessi alla parte di linea che rimane alimentata;
- sicurezza per gli operatori che per la manutenzione della rete devono accedervi individuando tutte le fonti di possibile alimentazione.

⁶Durante l'esercizio in isola intenzionale i parametri di qualità del servizio devono essere contenuti entro i seguenti limiti. Variazioni di frequenza: 50 ± 5 % durante il 100 % del tempo; 50 ± 2 % durante il 95 % del tempo. Variazioni lente di tensione: $U_n +10$ %, $U_n -15$ %.

- c) Aumentare la selettività delle protezioni, al fine di evitare fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto fotovoltaico.
- d) Consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva.
- e) Limitare la potenza immessa in rete (per ridurre le variazioni di tensione della rete).
- f) Evitare la possibilità d'alimentazione dei carichi elettrici della rete in assenza di tensione sulla cabina della rete.

In fig. 10 sono rappresentati i requisiti funzionali che un impianto di produzione, con potenza complessiva superiore a 6 kW, deve essere in grado di soddisfare per impedirne il distacco dalla rete all'apparire dei buchi di tensione. Le verifiche di detti requisiti devono essere condotte secondo l'Allegato B, sezione B.1.

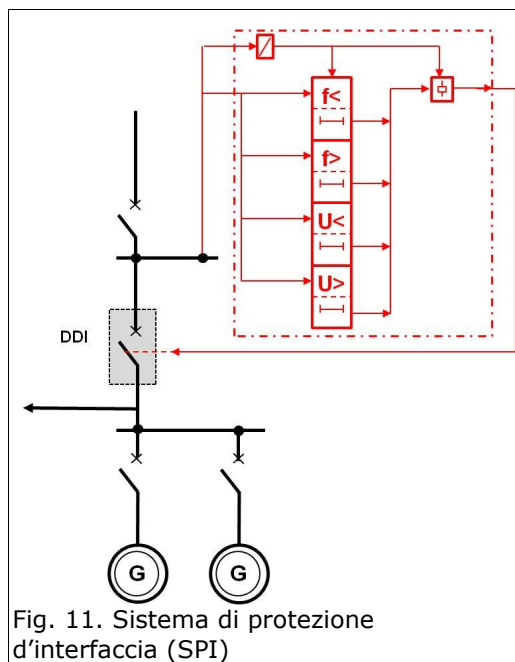


Fig. 11. Sistema di protezione d'interfaccia (SPI)

Sistema di protezione d'interfaccia (art. 8.6.2)

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI) è costituito essenzialmente da un relè di frequenza e di tensione. Esso è richiesto a tutela degli impianti del Distributore e del Produttore in occasione di guasti e malfunzionamenti della rete pubblica durante il regime di parallelo. I nuovi SPI devono soddisfare i requisiti di cui alle appena dette lettere b), c) e f), c. 3, art. 11 del DM 05-05-2011. Quindi oltre ad agire sul DDI (fig. 11), per le funzioni di:

- protezione di massima/minima frequenza;
 - protezione di massima/minima tensione;
- devono caratterizzarsi anche per la;
- capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850 finalizzati a⁷:
 - presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza);
 - comando di tele scatto.

Per i sistemi trifase, le protezioni:

- di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali alle tre tensioni

concatenate;

- di massima/minima frequenza devono avere in ingresso grandezze proporzionali almeno ad una tensione concatenata.

Tenendo conto dei valori di regolazione e dei tempi d'intervento normalmente indicati, per tutti i tipi di guasto sulla rete del Distributore, si ha generalmente l'intervento del relè di frequenza, mentre i relè di tensione assolvono una funzione prevalentemente di rincalzo.

Il sistema di protezione di interfaccia deve essere realizzato tramite:

- un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 6 kW;
- un dispositivo integrato nell'apparato di conversione statica oppure un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza fino a 6 kW.

Nell'Allegato A (normativo) sono riportate le caratteristiche e le prove

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (Δ)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	3 s
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)**	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione (27.S2)***	0,4 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1)* $\diamond$	50,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)* $\diamond$	49,5 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) $\diamond$	51,5 Hz	0,1 s $\div$ 5 s
Minima frequenza (81<.S2) $\diamond$	47,5 Hz	0,1 s $\div$ 5 s

(Δ) Tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto.
 * Soglia abilitata solo in assenza del segnale di comunicazione oppure in assenza del comando locale.
 ** Nel caso di generatori tradizionali, il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 6 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale.
 *** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici con potenza complessiva installata superiore a 6 kW.
 $\diamond$ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.

Tabella 1

⁷Norma CEI EN 61850 - Reti e sistemi di comunicazione nelle sottostazioni. Nell'Allegato D sono riportati i segnali finalizzati al governo della rete di distribuzione in presenza di una elevata quantità di GD

da effettuare per il SPI. Le protezioni di interfaccia possono essere escluse solo in una delle seguenti condizioni di esercizio:

- la rete del Produttore è "in isola" e il DG o qualsiasi altro dispositivo posto a monte del DDI che impedisce il parallelo dell'impianto di produzione con la rete pubblica è bloccato in posizione di aperto;
- tutti i generatori sono disattivati.

In tabella 1 sono riportate le regolazioni che devono essere impostate sul sistema di protezione di interfaccia. Tali tarature possono essere modificate solamente in accordo con il Distributore.

Regolamento d'esercizio (art. 8.7)

Nell'Allegato G è riportato un fac simile di Regolamento d'esercizio per gli utenti attivi. Esso deve articolarsi sui seguenti punti:

- condizioni generali del collegamento dell'utente;
- verifiche preliminari alla connessione ed alla messa in esercizio;
- modalità di esercizio del collegamento dell'utente;
- verifiche e manutenzione in esercizio;
- eventuali modalità di esercizio transitorie del collegamento dell'utente;
- disposizioni operative per la sicurezza elettrica;
- riferimenti operativi.

agu 01-12



UNAE Emilia - Romagna (già AIEER)
Albo delle Imprese Installatrici Elettriche Qualificate dell'Emilia Romagna
c/o ENEL S.p.A. - Via C. Darwin,4
40131 Bologna
Tel. 051 6347139 - Fax 051 4233061
C.F. 92027230371 - P.I. 00870811205
www.unae.it - E mail: unaebo@tin.it

SMART GRID, il futuro è già cominciato.

Il termine "smart grid" (rete intelligente) è oggi molto in voga e molti ancora non sanno cosa significhi nel dettaglio. Riteniamo pertanto utile descrivere i concetti fondamentali, per dare la possibilità agli installatori del settore, di capire cosa significhi questo termine e l'importanza che avrà nei prossimi anni per il settore elettrico.

Smart grid, identifica un concetto completamente innovativo nella gestione e nell'esercizio della rete elettrica e basa le sue fondamenta su tre elementi importanti che sono in continua evoluzione:

- innovazioni tecnologiche (facilità di trasmissione dati, facilità di controllo grandezze elettriche);
- esigenze di tipo economico/legislativo (tariffe, sicurezza, confort ecc.);
- situazione ambientale (riduzione inquinamento).

In buona sostanza, la rete elettrica di distribuzione diventa "Intelligente", cioè sarà possibile per il produttore, per il distributore e per l'utente finale interagire tra loro. In pratica, il sig. Mario o la signora Maria, il grande produttore di energia o il piccolo produttore di energia da impianto fotovoltaico, potranno usare la rete di distribuzione come oggi usano internet.

Vediamo un possibile scenario che potrà presentarsi nei prossimi anni.

Il sig. Mario prima di uscire di casa per andare al lavoro guarda le previsioni del tempo: oggi sarà una giornata con cielo terso e sole splendente, ma nei prossimi giorni è prevista pioggia.

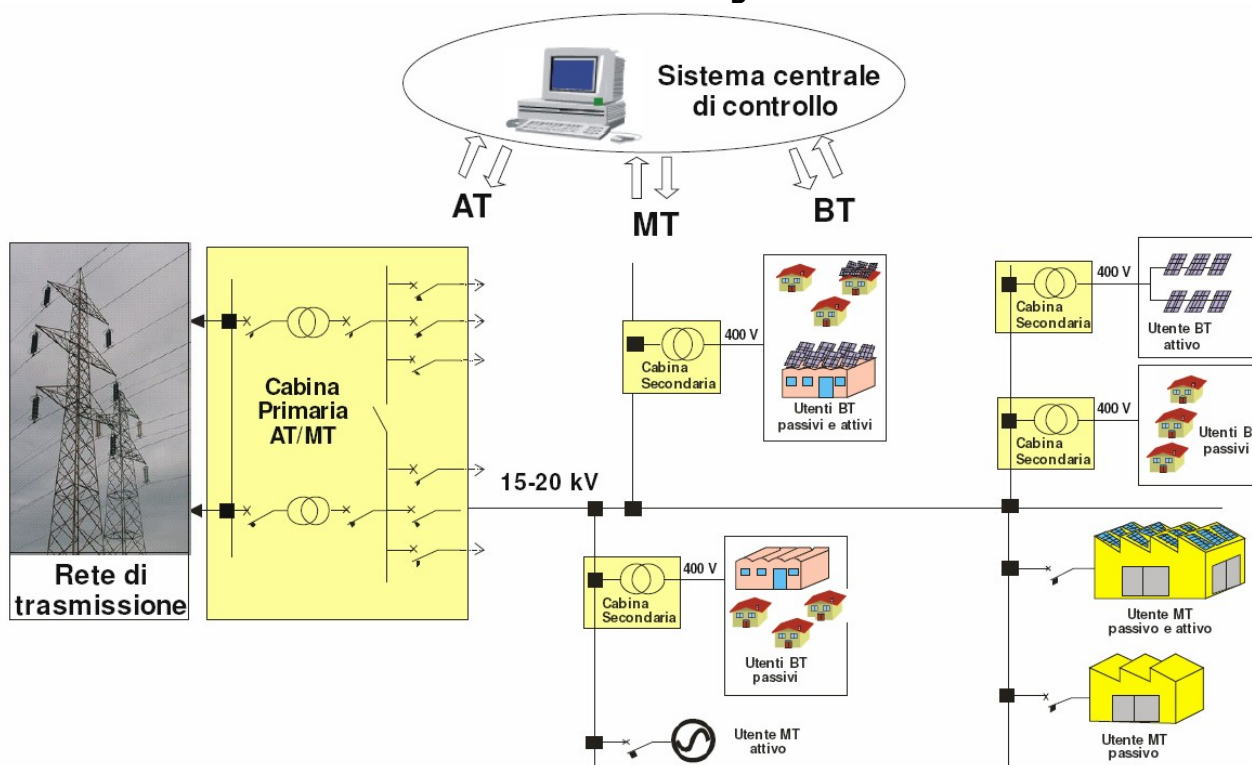
Gli impianti fotovoltaici oggi funzioneranno a pieno regime, quindi è probabile che il prezzo dell'elettricità scenda: è opportuno premunirsi, quindi col suo cellulare programma un acquisto di energia che carichi la sua "batteria" di casa, al fine di garantire il consumo per tutta la settimana.

Nello stesso momento la signora Maria che abita in una bella villetta ed è proprietaria di un efficiente impianto fotovoltaico ha il problema opposto, i pannelli sul suo tetto produrranno un eccesso di energia, ma meglio non metterla subito in rete, ma aspettare i prossimi giorni di cattivo tempo per venderla in rete ad un prezzo superiore. Ogni persona si trasformerà in un piccolo day-trader (commerciante) di elettricità.

Uno scenario che oggi può sembrare di pura fantasia, ma che tra qualche anno (diciamo 8/10 anni) potrà prendere forma.

Naturalmente questo sarà conseguenza della evoluzione della vecchia rete di distribuzione che si trasformerà in una rete "Intelligente", capace di gestire una grande quantità di informazioni e una domanda sempre più dinamica e attiva, che necessiterà di impianti utilizzatori adeguati ed innovativi.

Come sarà costituita la rete di distribuzione intelligente



SISTEMA CENTRALE DI CONTROLLO

Raccoglierà i dati dalla rete di distribuzione. Saranno sue le responsabilità di controllo e di gestione evoluta della nuova rete intelligente. Dovrà modulare carichi in entrata sulle linee in alta tensione, intervenendo sugli impianti di generazione da fonti rinnovabili e attingendo all'energia accumulata nelle batterie (oggi in fase di sperimentazione), per evitare sbalzi di tensione che porterebbero al blackout. Dovrà trasmettere informazioni sull'esercizio e sulle previsioni al gestore dell'alta tensione, per permettergli di modulare la produzione delle centrali a fonti fossili.

CABINA PRIMARIA (AT/MT)

Riceverà l'energia dalla rete di trasmissione in alta tensione e la trasformerà in media. Finora funzionava solo in una direzione, verso gli utenti, ma già oggi 280 sulle 2.400 cabine presenti in Italia sono capaci di invertire il flusso. In prospettiva, tutte dovranno funzionare nelle due direzioni. Dovranno dialogare in tempo reale con i centri operativi di zona e con le cabine secondarie. Dovranno contenere sistemi di rilevazione per prevedere la produzione di energia da fonti rinnovabili. Dovranno ospitare delle batterie per l'accumulo dell'energia non consumata in loco.

CABINE SECONDARIE (MT/BT)

Riceveranno l'energia in media tensione e la trasformeranno in bassa. Conterranno dei sensori per misurare la corrente e la tensione, in grado di capire se sta succedendo qualcosa di anomalo.

Dovranno dialogare in tempo reale con cabine primarie e con il cliente-produttore attraverso un apparato WiMax⁸.

⁸WiMax è una tecnologia ed uno standard tecnico di trasmissione che consentirà l'accesso di tipo Wireless a reti di telecomunicazione a banda larga.

Dovranno essere dotate di interruttori in grado di operare sia da comando remoto che in automatico. Dovranno trasferire informazioni, segnali dinamici di prezzo e comandi di regolazione della tensione e della potenza, al cliente-produttore e al cliente finale.

UTENTE PASSIVO (CLIENTE)

UTENTE ATTIVO (PRODUTTORE)

Deve trasformarsi da ricevente passivo in utente attivo grazie agli smart meter (contatori intelligenti) che consentiranno il monitoraggio dei consumi e in futuro l'acquisto intelligente di energia. Con la diffusione dell'auto elettrica, assumerà le funzioni di cloud storage (deposito temporaneo) e in prospettiva potrà cedere energia alla rete dalla batteria dell'auto in caso di necessità.



Tutto quanto detto sopra sarà possibile grazie soprattutto al contatore elettronico, che assumerà una funzione fondamentale in tutto il sistema. Attualmente in Italia i contatori elettronici sono installati sulla totalità delle utenze attive e passive e sono raggiungibili mediante un sistema di telelettura che costituisce la più rilevante esperienza a livello mondiale.

Il contatore elettronico espleterà le seguenti funzioni

CONNESSIONE ALLA RETE

Il contatore si connette alla rete elettrica tramite un dispositivo che modula leggermente il flusso di corrente sul tratto che collega le utenze alla cabina secondaria. Qui le onde convogliate vengono decodificate da un concentratore (modem multiplo), tradotte in bit e inviate alla centrale via un normale collegamento digitale (wireless, Gprs o via cavo). Nei contatori elettronici di prima generazione la banda disponibile sul cavo

elettrico era limitata a cinque kilobyte al secondo. Nella seconda generazione si è saliti a sei volte, con la possibilità di inviare e ricevere non solo semplici numeri ma anche autentici messaggi criptati.

ELABORAZIONE

Il contatore elettronico è a tutti gli effetti un piccolo computer. La seconda generazione ha un microprocessore a 32 bit e memoria pari a uno smartphone. Questa unità centrale può eseguire programmi che provengono dalla rete elettrica, tramite la connessione e il modem a onde convogliate. Può aggiornare tariffe e controllare la "qualità" dell'energia elettrica proveniente dalla rete, inviando segnali per regolarne la tensione e, tramite la rete locale domestica, calcolare in tempo reale i consumi dei singoli sistemi degli elettrodomestici.

MISURA

Il contatore, oltre alla funzione di misura dell'energia attiva e reattiva nei quattro quadranti (cioè al fine di controllare sia il senso dell'energia attiva, assorbita o immessa nella rete, sia l'energia reattiva induttiva e capacitiva) svolge anche la funzione di misura della tensione e della corrente. In questo modo il contatore può controllare in tempo reale lo stato della tensione sulla linea e la qualità di corrente. In caso di anomalie sui due parametri fondamentali della fornitura elettrica il contatore può agire in emergenza e così staccare l'alimentazione.

NODO DELLA RETE DOMESTICA (LA CASA INTELLIGENTE)

Il contatore di seconda generazione a differenza del predecessore, dispone anche a bordo o su moduli inseribili via porta plug and play (Usb o simile), di un modulo per reti locali wi-fi oppure a onde convogliate su rete locale domestica ad alta velocità. In questo modo il contatore entra pienamente a far parte come nodo della rete digitale di casa. Se è fisicamente posto fuori o lontano dall'abitazione può dialogare direttamente via wi-fi. In ogni caso i suoi dati e servizi diventano accessibili via terminali, pc o smartphone. Oppure via internet. Anche l'impianto elettrico dovrà adeguarsi con l'introduzione di una domotica avanzata.

FUNZIONI DI SERVIZIO

Il contatore è dotato della sua piccola e classica interfaccia. Un interruttore per ripristinare la linea in caso di distacco o corto circuito. Un led di segnalazione del flusso di corrente. Un piccolo display e un orologio. Sul display del contatore compaiono i messaggi di servizio.

In sintesi la rete intelligente utilizzerà prodotti e servizi innovativi uniti a tecnologie evolute di monitoraggio, controllo, comunicazione, al fine di:

- integrare la generazione distribuita da fonti rinnovabili⁹
- fornire ai clienti degli strumenti per ottimizzare i propri consumi e migliorare il funzionamento del sistema globale¹⁰ (domanda attiva);
- diffondere una infrastruttura di ricarica per la mobilità elettrica;
- ridurre in modo significativo l'impatto ambientale;
- aumentare il grado di affidabilità.

Progetti già avviati

Le smart grid non sono solo una prospettiva futuristica, bensì sono già in corso diversi progetti sperimentali.

In Italia, su iniziativa dell'Autorità dell'Energia¹¹, sono stati individuati otto progetti pilota per le reti attive in media tensione. I progetti sono stati selezionati tra quelli presentati dalle imprese distributrici, in base alla valutazione dei benefici attesi. Di seguito illustriamo una brevissima sintesi dei progetti (tabella 1).

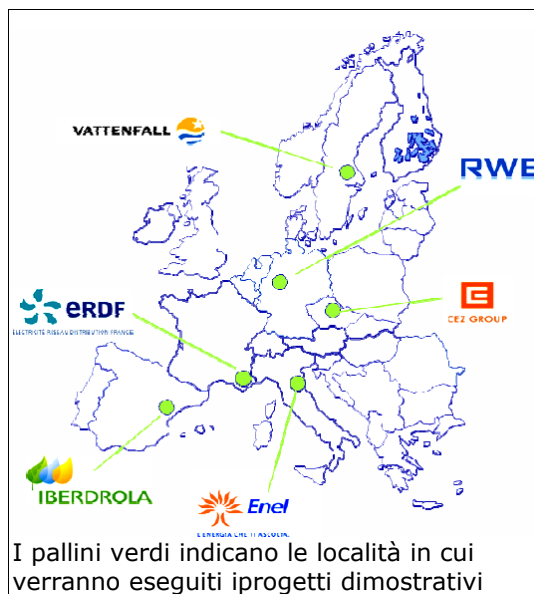
Oltre ai progetti promossi dall'Autorità, le società elettriche stanno sviluppando ulteriori iniziative nel campo delle smart-grids. In particolare è stato avviato un interessante progetto europeo denominato **GRID4EU**.

Obiettivo del progetto GRID4EU è la dimostrazione su larga scala di soluzioni smart grids per l'Europa. Il progetto, coordinato da ERDF, la società di distribuzione francese, prevede la direzione tecnica di ENEL ed è composto da un consorzio di 28 partner di 12 Paesi della Unione Europea.

L'iniziativa intende integrare 6 progetti dimostrativi realizzati da parte di altrettante società elettriche: ENEL (Italia), ERDF (Francia), RWE (Germania), IBERDROLA (Spagna), CEZ (Repubblica Ceca), VATTENFALL (Svezia).

Il progetto, che prevede un investimento complessivo di 54 milioni di euro, si propone di superare i limiti esistenti nelle reti elettriche attraverso l'integrazione su larga scala della generazione distribuita, il miglioramento dell'efficienza energetica, l'abilitazione e l'integrazione della domanda attiva (active demand) e dei nuovi utilizzi dell'energia elettrica.

Il progetto dimostrativo di Enel, con un budget di 8,2 milioni di euro, è focalizzato sull'integrazione della rete con la generazione da rinnovabili attraverso sistemi di controllo avanzato. Sarà realizzato nell'area della provincia di Forlì-Cesena, insieme ad altri 4 partner (Ricerche sul Sistema Energetico, Selta, Siemens e Cisco).



Il concetto di smart grid troverà piena applicazione e completamento con la realizzazione di altri tre progetti: la casa intelligente; la mobilità elettrica; la città intelligente

- *La casa intelligente* utilizzerà avanzate soluzioni tecnologiche per un uso più razionale dell'energia elettrica in casa. L'interazione con la rete elettrica rappresenterà un punto

⁹Il controllo dei parametri dovuto all'immissione in rete di energia da fonti rinnovabili è oggi uno dei problemi più importanti.

¹⁰Sotto l'aspetto legislativo necessita sicuramente di strumenti che permettano un adeguato sistema di contratti e conseguente tariffazione. Sotto l'aspetto normativo è stato costituito da parte del CEI il Comitato Tecnico 313 "Reti intelligenti (Smart grid)".

¹¹I progetti selezionati sono stati ammessi ad un trattamento tariffario incentivante.

cruciale per il bilanciamento ottimale dei consumi domestici. Enel sta lavorando per mettere a disposizione dei clienti dispositivi in grado di interagire sia con la rete elettrica che con gli apparati presenti in casa. Whirlpool (produttore di elettrodomestici) ha comunicato che già dal prossimo anno, negli Stati Uniti presenterà elettrodomestici smart (in Europa saranno pronti nel 2013-2014). Obiettivo è quello di "mettere in rete" gli elettrodomestici della casa fra loro e di collegarli ai dispositivi elettronici della smart grid.

Progetto	Funzioni previste
Lambrate A2A Reti Elettriche SpA Rete urbana di Milano	- Aumento dell'affidabilità del Sistema di Protezione di Interfaccia - Regolazione innovativa della tensione MT - Limitazione/modulazione in emergenza della potenza immessa dalla Generazione Diffusa - Monitoraggio/controllo in tempo reale della potenza immessa dalla Generazione Diffusa - Interazione con la Rete di Trasmissione Nazionale per la gestione dei flussi di energia in AT - Acquisizione delle informazioni sulla capacità di produzione, per modulare in anticipo lo scambio di energia AT/MT
Terni ASM Terni SpA Rete del comune di Terni	- Disaccoppiamento dell'energia reattiva immessa in rete da parte dei produttori - Regolazione della tensione di rete con criteri innovativi - Incremento dell'affidabilità della protezione di interfaccia - Misura della qualità della tensione - Gestione e controllo del fattore di potenza all'interfaccia con la Rete di Trasmissione Nazionale - Implementazione di un modello matematico per il miglioramento dell'assetto di rete
Gavardo A2A Reti Elettriche SpA Rete extraurbana, comune di Gavardo (BS)	- Incremento dell'affidabilità del Sistema di Protezione di Interfaccia - Regolazione innovativa della tensione MT - Limitazione/modulazione in emergenza della potenza immessa dalla Generazione Diffusa - Monitoraggio/controllo in tempo reale della potenza immessa dalla Generazione Diffusa - Gestione dei flussi inversi di energia AT/MT in Cabina Primaria
ACEA Acea Distribuzione SpA Rete del comune di Roma, area periferica	- Automazione evoluta della rete MT - Monitoraggio rete MT e BT - Nuovi criteri di gestione rete MT - Diagnostica di Cabina Primaria - Individuazione punti di innesco dei guasti transitori
ASSM Tolentino ASSM SpA Rete del comune di Tolentino	- Incremento dell'affidabilità del Sistema di Protezione di Interfaccia - Gestione dei guasti con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio - Regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa dai produttori - Limitazione/modulazione in emergenza della potenza immessa dalla Generazione Diffusa - Monitoraggio/controllo delle immissioni dei produttori e scambio segnali/comandi con TERNA - Gestione del flusso di energia inverso AT/MT della Cabina Primaria - Interfacciamento con un centro di calcolo per l'ottimizzazione dell'esercizio della rete
Carpinone Enel Distribuzione SpA Rete di Isernia	- Sistemi di previsione della produzione di energia da fonti rinnovabili - Sensori per il monitoraggio avanzato delle grandezze elettriche della rete - Interazione con i produttori per la regolazione avanzata dei flussi sulla rete - Stoccaggio basato sulla tecnologia delle batterie agli ioni di litio di 0,7 MW (0,5 MWh), per la modulazione dei flussi di energia - Colonnine per la ricarica di vetture elettriche - Apparati domestici che permettono al cliente di verificare in tempo reale l'andamento dei consumi
Villeneuve DEVAL SpA Rete montana della Valle d'Aosta	- Miglioramento della supervisione e regolazione della rete mediante apparati di telecontrollo rapido - Incremento dell'affidabilità del sistema di protezione di interfaccia - Regolazione della tensione mediante modulazione della potenza reattiva immessa dai produttori - Limitazione/modulazione in emergenza della potenza immessa dalla Generazione Diffusa - Interazione con TERNA per consentire il flusso inverso di energia in Cabina Primaria - Integrazione di un sistema di colonnine per la ricarica di auto elettriche.

Tabella 1

- **Mobilità elettrica.** Se la "smart grid" è sinonimo di cambiamento epocale nel modo di gestire i sistemi di distribuzione elettrica, analoga mutazione dovrebbe avvenire nel settore dei trasporti, responsabile di una quota rilevante delle emissioni di sostanze inquinanti, specialmente nei centri urbani. In questo settore il cambiamento avverrà con il rinnovo del parco mezzi circolanti, sostituiti con veicoli elettrici ad impatto ambientale minimo e ridotte emissioni inquinanti. I veicoli elettrici che già cominciano ad essere presenti sul mercato, offriranno la possibilità di sostituire i combustibili fossili, con un ampio utilizzo dell'energia elettrica e in particolare quella prodotta da fonti rinnovabili. Enel ha già sviluppato una innovativa infrastruttura di ricarica, progettata

con tecnologie derivate dal contatore elettronico. Ipotizzare città in cui circolano soprattutto auto elettriche non è più una speranza per il futuro, ma una occasione a portata di mano. Dal settembre 2010 in tre città italiane (Roma, Milano e Pisa) è iniziata l'installazione di centinaia di punti di ricarica, sia in luoghi pubblici che privati, a disposizione dei clienti che usano le auto elettriche.

- *La città intelligente.* Con il concetto di "città intelligente" si coniuga, in un unico modello urbano, tutela dell'ambiente, efficienza energetica e sostenibilità economica. Un luogo dove infrastrutture, servizi e tecnologia si uniscono per offrire un centro abitato a misura d'uomo, in cui il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni, il controllo dei consumi entrano a far parte della vita quotidiana dei cittadini, delle amministrazioni e delle aziende. La città intelligente è un concentrato di tutte le tecnologie delle reti intelligenti: contatori elettronici, automazione delle reti, illuminazione pubblica efficiente, mobilità elettrica, integrazione delle fonti rinnovabili, sistemi di stoccaggio dell'energia, dispositivi che aumentino la consapevolezza dei consumi.

Conclusioni

Quanto detto non è certamente esaustivo per illustrare con completezza tutte le innovazioni tecnologiche e le problematiche che sono insite nel complesso sistema chiamato "smart grid", ma sicuramente possono fornire agli installatori elettrici, la cognizione delle opportunità che si possono presentare nel prossimo futuro sia per il mercato dell'energia elettrica che per quello dell'installazione degli impianti elettrici.

Fonte: CIRCOLARE n. 01/12 (Prot. GN/09/12)

Errata corrige

Si informano i lettori che a pagina 18 del Notiziario AIEL IRPAIES n. 1 – gennaio/febbraio 2012, la nota 30 all'articolo "Deliberazione 29 dicembre 2011 – ARG/elt 198/11" contiene un errore.

La testo della nota è da sostituire con il seguente:

³⁰ L'espressione precedente per il calcolo del CTS, era: $CTS = F \cdot (K + H \cdot E_i/P_i)$, con:

- K quota fissa, in ragione di 1 €/giorno per ogni giorno di connessione;
- H quota variabile in relazione alle ore di utilizzo, pari a 0,15 €/ora di utilizzo;
- E_i/P_i stima, per ciascun cliente i, delle ore di utilizzo, data dal rapporto tra l'energia consumata E_i , nell'anno precedente e la potenza disponibile P_i nello stesso anno;
- F (applicato dal 1-01-2009) valeva: - 1 per i clienti con P_i inferiore o uguale a 400 kW;
- $\min \{1 + [(P_i - 400)/400]^{1/2}; 3,5\}$ per i clienti con P_i in kW superiore a 400 kW.

Fino al 31-12-2008 il parametro F è stato assunto pari a 1.

Per P_i superiori a 2900 kW il parametro F era sempre superiore a 3,5; quindi si assumeva sempre $F = 3,5$.

Anche in questo caso proporre un confronto è ancora improprio. Volendo comunque esemplificare alcune situazioni estreme, è:

- PD = 400 kW;
- $E_i/P_i = 4000$ h;
- $CTS (2008-2011) = 1 \cdot (365 + 0.15 \cdot 4000) = 965€$;
- $CTS (2012-2015) = 500€$;
- PD = 3000 kW;
- $E_i/P_i = 4000$ h;
- $CTS (2009-2011) = 3,5 \cdot (365 + 0.15 \cdot 4000) = 3378€$;
- $CTS (2012-2015) = 3280,36€$.

Ci scusiamo per il disagio.

SABATO 24 MARZO 2012 - ORE 9.00
 FIERA ELETTRICA - SALONE EVENTI
 SPORTING VILLAGE NOVARA - CORSO TRIESTE

GRUPPO COMOLI-FERRARI
 DAL 1929 FORNITORE ELETTRICHE

in collaborazione con

in occasione di

eLETRICA
 2012

ha il piacere di invitare la S.V.
 al convegno

LA NUOVA NORMA CEI 64-8
CHIARIMENTI E CONSIDERAZIONI SULLA VARIANTE V3

La variante V3 della norma CEI 64-8 in vigore dal settembre 2011 rappresenta una svolta importante nella realizzazione degli impianti elettrici in ambito residenziale. Per la prima volta oltre agli aspetti di sicurezza, già ampiamente garantiti, vengono prescritti per i nuovi impianti requisiti di funzionalità per una valorizzazione qualitativa dell'impianto elettrico delle unità abitative. Il convegno rappresenta l'occasione giusta per dibattere tutti gli eventuali aspetti critici della norma.

+39 331 1880610 - +39 0321 440324 - ore ufficio
 convegni@elettricanovara.it

eLETRICA
 2012

Dal 22 al 25 marzo 2012 si svolgerà, presso lo SPORTING VILLAGE di NOVARA, l'evento Mostra - Convegno "Elettrica 2012".

*Come nelle edizioni precedenti, la Mostra-Convegno ospiterà numerose iniziative culturali tra cui, organizzato anche con la partecipazione di UNAE, un incontro Tecnico relativo alla: **"NUOVA NORMA CEI 64-8, chiarimenti e considerazioni sulla variante V3"**.*

Il convegno si terrà sabato 24 marzo 2012, dalle ore 9:00 alle ore 12:00 nel salone eventi.

Chi fosse interessato alla partecipazione dell'evento, il cui l'accesso è gratuito, può prenotare la propria presenza su: www.elettricanovara.it



ALBO DELLE IMPRESE INSTALLATRICI ELETTRICHE QUALIFICATE PIEMONTE E VALLE D'AOSTA
SEDE CENTRALE DI TORINO: Corso Svizzera, 67 - 10143 Torino
Tel. 011/746897 - Fax 011/3819650 - E-mail: info@unae-irpaies.it

Corso di formazione conforme al Testo Unico sulla Sicurezza e al modulo 1A+2A della norma CEI 11-27 III ed. previsto per il conferimento della condizione di Persona Esperta (PES) ovvero di Persona Avvertita (PAV) e dell'idoneità/autorizzazione ad operare sotto tensione sulle installazioni elettriche di BT al personale che opera sugli impianti elettrici.

Il Decreto Legislativo del 3/08/2009 n. 106 che apporta modifiche al D. Lgs 81/08 (comunemente detto Testo Unico sulla Sicurezza) snellisce e semplifica alcune procedure e ribadisce ancor meglio, in merito agli "Impianti e Apparecchiature Elettriche", l'obbligo di attenersi alla pertinente normativa tecnica.

In particolare l'art. 82 e successivi di tale Decreto riguarda espressamente i "Lavori sotto tensione". Al punto 1. lettera b) capoverso 1) esso recita espressamente: "l'esecuzione di lavori su parti in tensione deve essere affidata a lavoratori riconosciuti dal Datore di Lavoro come idonei per tale attività secondo le indicazioni della pertinente normativa tecnica", e cioè secondo le Norme CEI EN 50110.1 e le Norme CEI 11-27.

In relazione a ciò, e su richiesta di alcuni nostri iscritti, l'UNAE Piemonte e Valle d'Aosta ritiene opportuno ripetere, tenendo naturalmente conto degli aggiornamenti apportati alle Norme suddette, un nuovo ciclo di corsi conformi al modulo 1A + 2A della Norma CEI 11-27 III ed. conferendo a tali corsi la validazione prevista dal proprio Sistema di Gestione della Qualità certificato UNI EN ISO9001:2000 per la progettazione ed erogazione di attività formative EA37, dall'istituto QUASER (certificazione n. 486 del 24-04-2004).

Gli obiettivi sono:

- ☐ Fornire le conoscenze di base in materia di sicurezza elettrica agli addetti delle imprese che operano nel comparto elettrico
- ☐ Fornire un supporto documentale ai Datori di Lavoro (DL) per l'espletamento degli obblighi di valutazione del personale relativamente al conferimento dei profili professionali PES o PAV nonché per il rilascio delle attestazioni di idoneità e autorizzazione ad operare sotto tensione in BT, aspetto che alla luce del nuovo Decreto Legislativo n. 106 del 03/08/2009 ha acquisito una ancor più stringente validità.

È prevista la compilazione di un questionario di verifica dell'apprendimento di 30 domande a risposta multipla. L'esito del test, non ostativo del rilascio dell'Attestato di frequenza, viene messo a disposizione del DL; tale Attestato è firmato anche dal CEI.

La durata del corso è di 14 ore circa compresa la verifica finale di apprendimento. Il relatore è accreditato dal CEI per lo svolgimento del corso in oggetto.

Lo svolgimento del corso è subordinato al raggiungimento di almeno 10 iscrizioni.

La quota di partecipazione è di € 266,20 (IVA compresa) per persona se l'impresa installatrice è iscritta all'UNAE/IRPAIES ed in regola con il pagamento delle quote annuali e di € 326,70 (IVA compresa) a persona per le imprese non iscritte.

Per le imprese iscritte a ANIM/CNA o Confartigianato sarà applicata la somma di € 302,50 (IVA compresa) per persona.

Il corso si terrà a Moncalieri (TO) nella sala riunioni messa gentilmente a disposizione da Enel Distribuzione Spa, in Str. Carignano n. 48 nei giorni martedì 27 e giovedì 29 marzo 2012, con orario: 8:30 – 12:00; 13:00 – 16:30.

Le Imprese, Aziende e Installatori interessati a partecipare al corso in oggetto dovranno inviare il modulo di iscrizione qui riprodotto a:

UNAE Piemonte e Valle d'Aosta, Corso Svizzera 67 – 10143 Torino

Tel. 011/746897, Fax 011/3819650, preferibilmente via e-mail: info@unae-irpaies.it

Vogliamo sottolineare che le quote di partecipazione sopra indicate sono particolarmente vantaggiose rispetto a quelle praticate da altri Istituti ed Organismi.



Modulo di iscrizione al corso per lo svolgimento di lavori elettrici fuori tensione ed in prossimità (in AT e BT) e sotto tensione (in BT)

Moncalieri c/o Enel, Str. Carignano n° 48
martedì 27 e giovedì 29 marzo 2012

Cognome e nome _____ Documento d'identificazione n. _____

Titolo di studio _____

Ditta/Ente _____

Partita Iva _____

Via _____ n° _____

CAP _____ Città _____ Provincia _____

Telefono _____ Fax _____ E-mail _____

☐ Iscritto UNAE/IRPAIES ☐ Socio ANIM/ CNA ☐ Socio Confartigianato ☐ Altro

Versamento di € _____

(Fare il versamento solo dopo aver ricevuto conferma che è stato raggiunto il numero minimo di iscritti per lo svolgimento del corso)

su ☐ c/c/ postale n. 25396102
☐ c/c/bancario IBAN:IT 82 X 03069 01048 100000110067
Istituto bancario Intesa SanPaolo di Torino Ag. 14 - Torino.

Si autorizza il trattamento dei dati personali forniti con il presente modulo ai sensi del D.Lgs 196/2003.

Data _____

Timbro e firma _____

UNAE – Albo delle Imprese d'Installazione di Impianti
è una Associazione Nazionale culturale, volontaria, senza scopo di lucro

UNAE persegue, attraverso la formazione e la qualificazione delle Imprese, il miglioramento tecnico nell'esecuzione degli impianti elettrici, promuovendo iniziative utili alla crescita professionale delle imprese di installazione.

I nostri corsi

Titolo	Obiettivi
Principi di sicurezza degli impianti elettrici (*)	Fornire la conoscenza dei principi tecnici e di sicurezza intrinseca degli impianti quale base propedeutica per affrontare la formazione specialistica (corsi sulla sicurezza e sulla manutenzione cabine); delle normative fondamentali di legge e tecniche riguardanti gli impianti elettrici; degli elementi più significativi per la costruzione, la progettazione e le verifiche degli impianti elettrici.
Lavori su impianti elettrici (*)(&)	Formare il personale che già opera, con conoscenze pratiche, sugli impianti della distribuzione pubblica e utilizzatori di I e II Categoria. Fornire elementi ai Datori di Lavoro per la valutazione del personale nell'affidamento dei compiti, con particolare riferimento ai rapporti operativi con il Committente. Fornire linee d'indirizzo ai D. L. per la valutazione dei rischi aziendali.
Manutentore di cabine di trasformazione MT/BT del cliente finale (*)	Formare il personale che già opera nel settore della costruzione e manutenzione delle cabine elettriche di MT/BT, integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi (di legge e di buona tecnica) inerenti l'esecuzione della manutenzione degli impianti secondo i metodi della regola dell'arte Fornire ai Datori di Lavoro delle imprese di manutenzione indicazioni per la valutazione del proprio personale e l'aggiornamento del Piano della Sicurezza dei rischi aziendali rispetto anche alle disposizioni per il controllo del rischio elettrico introdotte dalla III edizione della norma CEI 11-27.
Aggiornamento per il personale operativo delle imprese appaltatrici di ENEL (*) (§)	Rivolto al personale dipendente delle imprese appaltatrici di Enel S.p.A. addetto allo svolgimento di attività nel settore degli impianti elettrici AT, MT e BT., già in possesso di un attestato di idoneità per profili professionali (A,B,C,D,E,F,G,H,QSA).
Seminario “Le installazioni fotovoltaiche e le applicazioni del «conto energia»”	Fornire conoscenze di base sul principio della conversione fotovoltaica. Fornire elementi sulle modalità installative degli impianti fotovoltaici integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi, elementi per il collaudo e messa in esercizio degli impianti. Illustrare le procedure per la connessione in rete degli impianti realizzati, analizzare i sistemi di incentivazione ed effettuare alcune valutazioni di natura economica.
Il preposto ai lavori (#)	Formare per conto dei datori di lavoro il personale chiamato a ricoprire il ruolo di Preposto sia sui principi informativi della legislazione della sicurezza sia sugli aspetti connessi all'applicazione delle misure di sicurezza a valle della valutazione dei rischi aziendali.

(*) Corso certificato UNI EN ISO 9001:2008 per la progettazione ed erogazione di attività formative EA37

(#) Conforme ai contenuti dell'articolo 37 del Testo Unico sulla Sicurezza (D.lgs 81/2008 e s.m.i.)

(&) Corso di formazione conforme al modulo 1A+2A della norma CEI 11-27

(§) Conforme alle Specifiche Enel APR 037, Rev.01 e al regolamento tecnico di Accredia RT 13, rev. 00)

Per maggiori informazioni contatta la sede regionale più vicina o vai su www.unae.it

Notiziario Aiel Irpaies

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti

ANNO XXXXIII

N. 3 – MAGGIO/GIUGNO 2012

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107 del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino

Direttore Responsabile: [Antonello Greco](#)

Chiuso in redazione il 14 maggio 2012

Distribuito gratuitamente su: www.unae.it

Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta

Presidente: Antonio Serafini

Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino

tel. 011 746897 – fax. 011 3819650

Codice Fiscale 80099330013

Partita IVA 07651840014

e-mail: info@unae-irpaies.it

Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere

l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail

comunicando l'indirizzo a: info@unae-irpaies.it

I dati personali saranno raccolti nella banca-dati ad uso redazionale presso la nostra sede di Torino cui gli interessati potranno rivolgersi ed esercitare i diritti previsti dalla Legge 675/96.

Informativa conforme all'articolo 2, comma 2 del Codice deontologico relativo al trattamento dei dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica (art. 25 - Legge n. 675/96).

Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di rifiutare qualsiasi articolo o inserzione. Le opinioni e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli non impegnano la Redazione.

Riproduzione riservata: È vietata la riproduzione, ritrasmissione, fotocopia, immissione in reti internet o intranet, su server di rete, copie via e-mail, rassegne stampa o altro modo di diffusione delle notizie o servizi pubblicati senza autorizzazione dell'UNAE Piemonte e Valle d'Aosta.

SOMMARIO

EDITORIALE: FONTI RINNOVABILI...	1
NOTIZIA TECNICA DALLA SEGRETERIA TECNICA	2
GUIDA PER L'INSTALLAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI - EDIZIONE ANNO 2012	7
VERIFICHE SUGLI IMPIANTI ELETTRICI - ADEMPIMENTI E PROCEDURE	16
ENERGIA ELETTRICA DA BIOMASSE	23
PROSIEL: UNA PRECISAZIONE SUI PATTI IN DEROGA	28
SEMINARI CEI-SOCOMEC DEDICATI AGLI UPS	29

EDITORIALE



FONTI RINNOVABILI...

ANTONELLO GRECO

Questi sono giorni di animata discussione per le fonti rinnovabili, in particolare per il V conto energia.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (pagina 2) e il Ministero dell'Interno (pagina 7) hanno emanato alcune novità tecniche molto importanti.

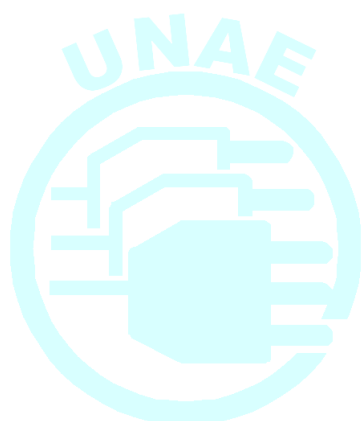
La prima riguarda l'applicazione urgente dell'Allegato al Codice di Rete di Terna A70 in merito all'insensibilità alle variazioni di rete ed al funzionamento con un range di frequenza "allargato" delle produzioni afferenti alla generazione distribuita e connessi (o da connettere) alla rete di distribuzione primaria di media tensione e secondaria di bassa tensione.

La seconda riguarda la circolare aggiornata dal Dipartimento dei Vigili del Fuoco in merito all'installazione degli impianti fotovoltaici con riferimento all'eventuale aggravio del preesistente livello di rischio di incendio. La Guida che vi proponiamo è corredata dei chiarimenti diffusi dal Dipartimento lo scorso 5 maggio.

Completano questo numero del notiziario, un nota diffusa dalla segreteria dell'Unae Emilia e Romagna sulle verifiche degli impianti elettrici, un interessante articolo tratto dalla rivista "Agricoltura" della Regione Piemonte ed un'importante precisazione del PROSIEL sul tema d'attualità dei cosiddetti patti in deroga all'Allegato A della Norma Cei 64-8.

All'interno del giornale troverete un invito a scoprire chi siamo (a pagina 16) e cosa facciamo (a pagina 30).

Buon Lavoro.





Segreteria Tecnica

NOTIZIE TECNICHE

Delibera AEEG 8 marzo 2012 – 84/2012/R/EEL
Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Avvertenze: La presente Nota Tecnica, scaturita dalle determinazioni urgenti assunte dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, è stata redatta allo scopo di dare una rapida informativa su un argomento di rilevante interesse per tutti gli utenti. Da quanto si apprende, però la fase interlocutoria in corso fra i soggetti interessati potrebbe rendere possibile una modifica delle decisioni appena deliberate. Si premette quindi il carattere necessariamente provvisorio degli argomenti trattati e come tali suscettibili di rettifica.

Premessa

Negli ultimi anni, per effetto delle incentivazioni, si assiste a uno sviluppo molto rapido della generazione distribuita (GD), in particolare degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, anche sulla rete di trasmissione¹.

Si tratta di una percentuale elevata di potenza elettrica connessa alla rete di distribuzione², che implica la loro progressiva trasformazione da reti passive a reti attive e la necessità che gli impianti di produzione o di consumo diventino, progressivamente, più sinergici alla gestione efficace, efficiente ed in sicurezza del sistema elettrico.

L'incremento di generazione fotovoltaica potrebbe determinare rilevanti criticità nell'esercizio in sicurezza dei sistemi elettrici nazionali in quanto tale tipologia di impianti è caratterizzata da:

- ♦ standard di connessione che, in presenza di variazioni di

frequenza superiori ai 0,2-0,3 Hz, prevedono una loro disconnessione istantanea dalla rete elettrica.

Conseguentemente si pone il problema d'intervenire sugli impianti esistenti adeguando:

- ♦ i sistemi di protezione d'interfaccia;
- ♦ gli inverter al fine di renderli meno sensibili alle variazioni di frequenza e perciò in grado di restare connessi alle reti elettriche anche in presenza di variazioni di frequenza comprese fra i 47,5 Hz e i 51,5 Hz.

Terna ha comunicato alle imprese distributrici che l'incremento repentino della GD riscontrata nel corso degli ultimi anni sta avendo un impatto rilevante sull'equilibrio del sistema elettrico nazionale al punto di poter compromettere l'efficacia dei piani di difesa³.

A loro volta le imprese distributrici sanno di dover garantire:

- ♦ la qualità dell'energia distribuita minimizzando gli effetti della

¹L'energia elettrica non può essere conservata ma deve essere prodotta momento per momento per far fronte alle diverse esigenze. Affinché il sistema elettrico rimanga sempre in equilibrio è quindi necessario che in ogni momento, la quantità di energia domandata dai clienti sia uguale alla quantità offerta. Ciò è garantito dal servizio di dispacciamento, attività essenziale per far sì che a ogni quantitativo di elettricità prelevato dalla rete per soddisfare i consumi, corrisponda un quantitativo uguale immesso dagli impianti produttivi.

²Attualmente risultano installati più di 14.000 impianti di produzione statici sulla rete MT per una potenza complessiva superiore a 9 GW e più di 320.000 impianti di produzione statici sulla rete BT per una potenza complessiva superiore a 3 GW.

³Il sistema di difesa della sicurezza e dell'efficienza della rete di trasmissione nazionale RTN è affidato al - Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete o Codice) che disciplina le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica - della società Terna (ex art. 1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004 - Versione aggiornata al 12-01-2009).

connessione (secondo quanto indicato nella norma CEI EN 50160 (armoniche, flicker, limiti di tensione, ecc.), garantire stabilità di frequenza/tensione e prevenire qualsiasi altra interferenza;

- ♦ assicurando al tempo stesso all'utente produttore il ritorno dell'investimento grazie ad una connessione alla rete stabile ed affidabile in grado di realizzare la massima produzione di energia.

Una delle prime azioni intraprese per controllare le criticità emergenti di cui sopra, è stato il DIM 05 -05-11 (art. 11, c. 3 e 4) che prevede che tutti gli impianti fotovoltaici entranti in esercizio in data successiva al 31-12-12 debbano essere in grado di prestare determinati servizi di rete. In tal senso per quanto di propria competenza Terna ha provveduto a elaborare tre allegati al Codice di rete:

- ♦ Allegato A.68 - Impianti di produzione fotovoltaica requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT – (18-7-2011).
- ♦ Allegato A.69 - Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna – (13-03-2012).
- ♦ Allegato A.70 (nel seguito anche Documento) - Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita – (13-03-2012).

In quest'ultimo Terna, in armonia con quanto già previsto dalla Norma CEI 0-21, richiede:

- ♦ l'ampliamento del campo di funzionamento (in termini di frequenza e tensione) degli impianti di produzione connessi alle reti BT e MT;
- ♦ la definizione del comportamento degli impianti di produzione statici nei transitori di frequenza (sovrafrequenza, riconnessione);
- ♦ la definizione del comportamento degli impianti di produzione statici

di potenza non inferiore a 6 kVA nei transitori di tensione;

- ♦ la definizione delle caratteristiche dei sistemi di protezione d'interfaccia degli impianti di produzione connessi in BT e MT affinché siano compatibili con le esigenze di funzionamento del sistema elettrico nazionale;
- ♦ l'individuazione dei dati necessari al controllo del sistema elettrico nazionale e delle modalità e tempistiche di trasmissione.

Tutto quanto precede significa in pratica l'applicazione del Documento a tutto il sistema della GD (sia agli impianti da connettere sia agli impianti già connessi alla rete escludendo altresì ogni logica di adeguamento in funzione della loro localizzazione). Il documento in questione riveste carattere di assoluta priorità⁴ e urgenza considerato che le tempistiche necessarie alla interlocuzione e al coinvolgimento dei soggetti interessati hanno comportato e comportano la connessione di ulteriori rilevanti quantitativi di impianti non adeguati.

Applicabilità dell'Allegato A.70 al Codice di rete ai nuovi impianti (dopo il 31 marzo 2012)

A fronte delle richieste espresse da Terna, che comportano oneri per le imprese distributrici, tempi tecnici per i costruttori di apparecchiature e extra costi rispetto agli investimenti già effettuati dai produttori, l'AEEG ha disposto, con la delibera in argomento⁵, l'applicazione graduale del Documento in funzione delle caratteristiche delle tecnologie attualmente in commercio e delle tempistiche necessarie affinché possano essere poste in commercio soluzioni tecnologiche in grado di soddisfare tutte le prescrizioni stabilite. Atteso che le imprese distributrici, a fronte di situazioni e contesti particolari opportunamente documentati che

⁴Al riguardo, in recepimento del Documento, saranno modificate anche le norme CEI 0-16 e 0-21.

⁵Gli Allegati A.68 e A.69 sono stati in invece approvati integralmente e con effetto immediato.

impediscono la piena applicazione del Documento, possono richiedere deroghe a Terna; i punti essenziale e le deroghe sono riportate in tabella 1, con le seguenti specificazioni:

- a) in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere permanentemente connessi alla rete MT e BT per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$$

- b) l'impianto di produzione deve essere in grado di rimanere connesso alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

anziché nell'attuale intervallo di 49,5 Hz – 50,5 Hz per la rete BT e 49,7 Hz – 50,3 Hz per la rete MT;

- c) insensibilità agli abbassamenti di tensione (buchi di tensione) per impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 6 kW (leggi 6 kVA);
- d) le certificazioni di conformità alle prescrizioni di cui alle norme CEI 0-16 e 0-21 devono essere rese all'impresa distributrice interessata dai soggetti⁶ indicati all'articolo 40.5 del TIQE per il periodo 2012-2015.

In attesa della piena operatività delle smart grid⁶⁷ è sospesa anche l'applicazione del paragrafo 6, ossia la

⁶ Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE – vedi NT 02-01-12 n.d.r.).

Art. 40.5: ...

a) responsabile tecnico da almeno cinque anni d'impresa installatrici abilitate ai sensi dell'art. 3 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a), del decreto stesso;

b) professionista iscritto all'albo professionale per le specifiche competenze tecniche richieste, e che ha esercitato la professione per almeno cinque anni nel settore impiantistico elettrico;

c) responsabile dell'ufficio tecnico interno dell'impresa non installatrice, in cui la cabina è installata, se in possesso dei requisiti tecnico professionali di cui all'art. 4 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a) del decreto stesso.

trasmissione delle imprese distributrici dei dati necessari ai fini del controllo del Sistema Elettrico Nazionale (SEN) a Terna (per ogni cabina primaria: sia i dati previsionali, sia telemisure in tempo reale della potenza attiva e reattiva, ecc.). Ciò in quanto le imprese distributrici non dispongono in rete di sensori integrati nel sistema di telecontrollo e dei relativi sistemi di telecomunicazione.

Applicabilità dell'Allegato A.70 al Codice di rete agli impianti MT esistenti al 31 marzo 2012

In relazione alle possibili criticità della prossima stagione estiva, gli impianti di potenza superiore a 50 kW connessi o da connettere alle reti di MT già in esercizio o che entrano in esercizio entro il 31-03-2012, devono essere adeguati alle prescrizioni di cui ai paragrafi 5 e 8 (ad eccezione del sottoparagrafo 8.1.1 - regolazione dei relè da adottare in via transitoria) entro il 31 marzo 2013⁸.

Detti adeguamenti che consistono nella modifica delle regolazioni delle protezio-

⁷Le sperimentazioni (progetti pilota) in atto, monitorate dell'AEEG, prevedono:

- dimostrazioni in campo su reti MT con inversione di flusso;
- un sistema di controllo/regolazione della tensione della rete;
- utilizzo di protocolli di comunicazione.

Ai fini della valutazione, il progetto pilota può includere:

- una o più cabine primarie e il coinvolgimento degli utenti attivi della rete;
- un sistema di controllo produzione/carichi tale da assicurare un profilo netto di immissione regolare e prevedibile.

I benefici attesi sono valutati sulla base di un indicatore che tenga conto di:

- numero di utenze attive e aumento dell'energia immettibile in rete dalla GD;
- partecipazione degli impianti di GD alla regolazione della tensione;
- impiego di sistemi ICT per scambio di informazioni tra il gestore della rete di distribuzione e gli utenti della rete che adottino tecniche e protocolli di comunicazione standard, consolidate e trasparenti.

⁸È compito delle imprese distributrici notificare l'obbligo, dare informazioni mediante il proprio sito internet, sottoporre all'utente produttore il regolamento di esercizio aggiornato, nonché verificare l'avvenuta installazione dei dispositivi richiesti.

Tab. 1
Applicabilità dell'Allegato A.70 al Codice di rete di Terna

Impianto \ Data in esercizio	1/4÷30/6/2012	1/7÷31/12/2012	Dopo il 31/12/2012
MT	Solo prescrizioni di cui ai paragrafi 5 (Campo di funzionamento degli impianti di produzione in relazione alle tolleranze di tensione (a) e frequenza (b) e 8 (Compatibilità delle protezioni degli impianti di produzione con le esigenze di sistema)	Applicazione integrale	Applicazione integrale e certificazione (d) ai sensi della Norma CEI 0-16, come sarà modificata dal CEI
BT	Solo prescrizioni del paragrafo 5 con la deroga che gli impianti devono rimanere connessi alla rete all'interno dell'intervallo di frequenza 49 Hz – 51 Hz.	Applicazione integrale unitamente alla norma CEI 0-21 ad eccezione dell'insensibilità agli abbassamenti di tensione di cui al paragrafo 7.2.1 (c) dell'Allegato A70 e 8.5.1 (c) della Norma CEI 0-21	Applicazione integrale e certificazione (d) ai sensi della Norma CEI 0-21, come sarà modificata dal CEI

ni di interfaccia al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza e tensione degli impianti di produzione e l'installazione del sistema di protezione d'interfaccia a sblocco voltmetrico, sono ritenuti quelli più economicamente contenuti e rapidi da realizzare.

L'AEEG valuterà i provvedimenti da assumere nei confronti dei produttori inadempienti. In ogni caso va tenuto presente che la prima penalizzazione a cui va incontro il tal caso il produttore è il mancato introito a seguito del possibile distacco delle sue unità di produzione dalla rete. Allo scopo di accelerare rispetto alla data ultima gli adeguamenti l'AEEG ha messo in campo degli incentivi economici a favore dei produttori.

I produttori che inviano all'impresa distributrice, entro il 30-06-2012, la comunicazione di avvenuto adeguamento e che, se l'impianto era tenuto alla corresponsione del CTS⁹ prima dell'intervento di adeguamento, trasmettono entro la medesima data anche la dichiarazione di adeguatezza⁹

(qualora non già inviata) hanno diritto a un premio pari a:

- € 2000, nel caso di impianto entrato in esercizio in data antecedente l'entrata in vigore della Guida CEI 82-25;
- € 5000, nel caso di impianto entrato in esercizio a seguito dell'entrata in vigore della Guida CEI 82-25.

I produttori che inviano all'impresa distributrice, nel periodo compreso tra l'01-07-2012 e il 31-10-2012, la comunicazione dell'avvenuto adeguamento di che trattasi e che, se l'impianto era tenuto alla corresponsione del CTS prima dell'intervento di adeguamento, trasmettono entro la medesima data anche la dichiarazione di adeguatezza di cui hanno diritto a un premio¹⁰ sopra indicato moltiplicato per:

- 0,8 qualora la comunicazione sia inviata nel mese di luglio;
- 0,6 qualora la comunicazione sia inviata nel mese di agosto;
- 0,4 qualora la comunicazione sia inviata nel mese di settembre;

⁹ CTS – Corrispettivo Tariffario Specifico

¹⁰ I premi indicati sono una stima dei costi, effettuata dall'AEEG, che in linea di massima sono in grado di coprire gli oneri di adeguamento alle citate prescrizioni del Documento della norma CEI 0-16.

- 0,2 qualora la comunicazione sia inviata nel mese di ottobre.
- sugli inverter gli SPI in commercio o attualmente in esercizio.

In tabella 2 sono indicate gli adeguamenti possibili e non possibili

Agu/
04-12

Tab. 2

Natura degli adeguamenti ai sensi dell'Allegato A.70 al Codice di Rete sugli inverter e sistemi di protezione d'interfaccia attualmente in commercio o in esercizio		
	Impianti di produzione BT	Impianti di produzione MT
INVERTER		
Paragrafo 5. Limiti di funzionamento in relazione alla tensione.	Non sono necessari interventi	
Paragrafo 5. Limiti di funzionamento in relazione alla frequenza.	Sono necessari interventi eseguibili direttamente dall'installatore (all'interno dell'intervallo di frequenza fra 49 Hz e 51 Hz)	Sono necessari interventi eseguibili direttamente dall'installatore
7.1. Comportamento degli impianti di produzione nei transitori di frequenza		
Art. 7.1.1. Riconnessione e regolazione della potenza attiva in funzione della frequenza.	Non sono oggi in grado di garantire il comportamento richiesto	Sono grado di garantire il comportamento richiesto solo a seguito di sviluppi e aggiornamenti a livello firmware eseguibili dal costruttore
Art. 7.1.2. Avviamento e aumento graduale della potenza immessa in rete.		
7.2. Comportamento degli impianti di produzione nei transitori di tensione		
Art. 7.2.1. Insensibilità agli abbassamenti di tensione (LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through))	Non sono caratterizzati dal requisito in grado di garantire il comportamento richiesto	
SPI		
Paragrafo 8. Compatibilità delle protezioni degli impianti di produzione con le esigenze di sistema. SPI	Non sono in grado di supportare 2 diverse soglie di min f e di max f; è possibile modificare le soglie attualmente impostate (49,5 Hz – 50,5 Hz) inserendo le soglie (49 Hz – 51 Hz) tramite generalmente eseguibile dall'installatore.	È necessaria la presenza, dei TV e la sostituzione del relè di protezione d'interfaccia e attivare la funzione di protezione di sblocco voltmetrico omopolare (59N)*.
* La normativa vigente prima dell'entrata in vigore della Guida CEI 82-25 (1-8-2006) rendeva obbligatoria l'installazione nella cabina di consegna, lato utente, dei TV. La Guida CEI 82-25 ha rimosso tale obbligo.		

GUIDA PER L'INSTALLAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI- EDIZIONE ANNO 2012ⁱ

Premessa

Gli impianti fotovoltaici non rientrano fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 "*Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122*".

In via generale l'installazione di un impianto fotovoltaico (FV), in funzione delle caratteristiche elettriche/costruttive e/o delle relative modalità di posa in opera, può comportare un aggravio del preesistente livello di rischio di incendio [1].

L'aggravio potrebbe concretizzarsi, per il fabbricato servito, in termini di:

- interferenza con il sistema di ventilazione dei prodotti della combustione (ostruzione parziale/totale di traslucidi, impedimenti apertura evacuatori);
- ostacolo alle operazioni di raffreddamento/estinzione di tetti combustibili;
- rischio di propagazione delle fiamme all'esterno o verso l'interno del fabbricato (presenza di condutture sulla copertura di un fabbricato suddiviso in più compartimenti - modifica della velocità di propagazione di un incendio in un fabbricato mono compartimento).

L'installazione di un impianto fotovoltaico a servizio di un'attività soggetta ai controlli di prevenzione incendi richiede gli adempimenti previsti dal comma 6 dell'art. 4 del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 [2] [3].

Inoltre, risulta necessario valutare l'eventuale pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l'operatore VV.F. per la presenza di elementi circuitali in tensione.

Si evidenzia che ai sensi del D. Lgs 81/2008 dovrà essere garantita l'accessibilità all'impianto per effettuare le relative operazioni di manutenzione e controllo.

Campo di applicazione

Rientrano, nel campo di applicazione della seguente guida, gli impianti con tensione in corrente continua (c.c.) non superiore a 1500V.

In allegato I sono riportate le definizioni, ricavate dalle vigenti norme e guide di settore, cui si farà riferimento.

Requisiti tecnici

Ai fini della prevenzione incendi gli impianti FV dovranno essere progettati, realizzati e mantenuti a regola d'arte.

Ove gli impianti siano eseguiti secondo i documenti tecnici emanati dal CEI (norme e guide) e/o dagli organismi di normazione internazionale, essi si intendono realizzati a regola d'arte.

Inoltre tutti i componenti dovranno essere conformi alle disposizioni comunitarie o nazionali applicabili. In particolare, il modulo fotovoltaico dovrà essere conforme alle Norme CEI EN 61730-1 e CEI EN 61730-2.

[4] L'installazione dovrà essere eseguita in modo da evitare la propagazione di un incendio dal generatore fotovoltaico al fabbricato nel quale è incorporato [5]. Tale condizione si ritiene rispettata qualora l'impianto fotovoltaico, incorporato in un opera di costruzione, venga installato su strutture ed elementi di copertura e/o di facciata incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005). Risulta, altresì, equivalente l'interposizione tra i moduli fotovoltaici e il piano di appoggio, di uno strato di materiale di resistenza al fuoco almeno EI 30 ed incombustibile (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure classe A1 secondo il DM 10/03/2005) [6].

[7] In alternativa potrà essere effettuata una specifica valutazione del rischio di propagazione dell'incendio, tenendo conto della classe di resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti (secondo UNI EN 13501-5:2009 classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - parte 5: classificazione in base ai risultati delle prove di esposizione dei tetti a un fuoco esterno secondo UNI ENV 1187:2007) e della classe di reazione al fuoco

ⁱ Allegato alla nota del Ministero dell'Interno - Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile, prot. n.1324 del 7 febbraio 2012 ed integrato con i chiarimenti forniti con la circolare prot. n. 6334 del 4 maggio 2012.

del modulo fotovoltaico attestata secondo le procedure di cui all'art. 2 del DM 10 marzo 2005 recante "Classi di reazione al fuoco per i prodotti da costruzione" da impiegarsi nelle opere per le quali è prescritto il requisito della sicurezza in caso d'incendio.

L'ubicazione dei moduli e delle condutture elettriche dovrà inoltre sempre consentire il corretto funzionamento e la manutenzione di eventuali evacuatori di fumo e di calore (EFC) presenti, nonché tener conto, in base all'analisi del rischio incendio, dell'esistenza di possibili vie di veicolazione di incendi (lucernari, camini, ecc.). In ogni caso i moduli, le condutture, gli inverter, i quadri ed altri eventuali apparati non dovranno essere installati nel raggio di 1 m dagli EFC [8].

Inoltre, in presenza di elementi verticali di compartimentazione antincendio, posti all'interno dell'attività sottostante al piano di appoggio dell'impianto fotovoltaico, lo stesso dovrà distare almeno 1 m dalla proiezione di tali elementi [9].

L'impianto FV dovrà, inoltre, avere le seguenti caratteristiche [10] [11]:

- essere provvisto di un dispositivo di comando di emergenza, ubicato in posizione segnalata ed accessibile che determini il sezionamento dell'impianto elettrico, all'interno del compartimento/fabbricato nei confronti delle sorgenti di alimentazione, ivi compreso l'impianto fotovoltaico;
- in caso di presenza di gas, vapori, nebbie infiammabili o polveri combustibili, al fine di evitare i pericoli determinati dall'innescò elettrico, è necessario installare la parte di impianto in corrente continua, compreso l'inverter, all'esterno delle zone classificate ai sensi del D. Lgs. 81/2008 - allegato XLIX;
- nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di materiale esplodente, il generatore fotovoltaico e tutti gli altri componenti in corrente continua costituenti potenziali fonti di innesco, dovranno essere installati alle distanze di sicurezza stabilite dalle norme tecniche applicabili;
- i componenti dell'impianto non dovranno essere installati in luoghi definiti "luoghi sicuri" ai sensi del DM 30/11/1983, né essere di intralcio alle vie di esodo;
- le strutture portanti, ai fini del soddisfacimento dei livelli di prestazione contro l'incendio di cui al DM 09/03/2007, dovranno essere verificate e documentate tenendo conto delle variate condizioni dei carichi strutturali sulla copertura, dovute alla presenza del generatore fotovoltaico, anche con riferimento al DM 1410112008 "Norme tecniche per le costruzioni".

Si precisa che per le pensiline in materiale incombustibile degli impianti di distribuzione carburanti non è richiesto alcun requisito di resistenza al fuoco.

Documentazione

Dovrà essere acquisita la dichiarazione di conformità di tutto l'impianto fotovoltaico e non delle singole parti, ai sensi del D.M. 37/2008. Per impianti con potenza nominale superiore a 20 kW dovrà essere acquisita la documentazione prevista dalla Lettera Circolare M.I. Prot. n. P515/4101 sott. 72/E.6 del 24 aprile 2008 e successive modifiche ed integrazioniⁱⁱ.

Verifiche

Periodicamente e ad ogni trasformazione, ampliamento o modifica dell'impianto dovranno essere eseguite e documentate le verifiche ai fini del rischio incendio dell'impianto fotovoltaico, con particolare attenzione ai sistemi di giunzione e di serraggio.

Segnaletica di sicurezza

- L'area in cui è ubicato il generatore ed i suoi accessori, qualora accessibile, dovrà essere segnalata con apposita cartellonistica conforme al D. Lgs. 81/2008. La predetta cartellonistica dovrà riportare la seguente dicitura:

ATTENZIONE: IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN TENSIONE DURANTE LE ORE DIURNE (.....Volt).

ⁱⁱ mod.CERT.REI-2008 - Certificazione di resistenza al fuoco di prodotti/elementi costruttivi in opera (con esclusione delle porte e degli elementi di chiusura); mod.DICH.PROD.-2008 - Dichiarazione inerente i prodotti impiegati ai fini della reazione e della resistenza al fuoco ed i dispositivi di apertura delle porte; mod.DICH.IMP.-2008 - Dichiarazione di corretta installazione e funzionamento dell'impianto (non ricadente nel campo di applicazione del D.M. 22 gennaio 2008, n 37); mod.CERT.IMP.-2008 - Certificazione di corretta installazione e funzionamento dell'impianto.

La predetta segnaletica, resistente ai raggi ultravioletti, dovrà essere installata ogni 10 m per i tratti di conduttura.



- Nel caso di generatori fotovoltaici presenti sulla copertura dei fabbricati, detta segnaletica dovrà essere installata in corrispondenza di tutti i varchi di accesso del fabbricato.
- I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D.Lgs.81/08.

Salvaguardia degli operatori VV.F.

Per quanto riguarda la salvaguardia degli operatori VV.F. si rimanda a quanto indicato nella nota PROTEM 622/867 del 18/02/2011, recante "Procedure in caso di intervento in presenza di pannelli fotovoltaici e sicurezza degli operatori vigili del fuoco".

Si segnala che è stata presa in considerazione l'installazione di dispositivi di sezionamento per gruppi di moduli, azionabili a distanza, ma ad oggi non se ne richiede l'obbligatorietà in quanto non è nota l'affidabilità nel tempo, né è stata emanata una normativa specifica che ne disciplini la realizzazione, l'utilizzo e la certificazione.

Impianti esistenti [12]

Gli impianti fotovoltaici, posti in funzione prima dell'entrata in vigore della presente guida ed a servizio di un'attività soggetta ai controlli di prevenzione incendi, richiedono, unicamente, gli adempimenti previsti dal comma 6 dell'art. 4 del D.P.R. n° 151 del 1 agosto 2011.

In generale per detti impianti dovrà essere previsto tra l'altro:

- la presenza e la funzionalità del dispositivo del comando di emergenza;
- l'applicazione della segnaletica di sicurezza e le verifiche di cui al precedente paragrafo.

ALLEGATO I

Le seguenti definizioni sono ricavate dalla Norma CEI 64-8, Sezione 712 e dalla Guida CEI 82-25.

Dispositivo fotovoltaico

Componente che manifesta l'effetto fotovoltaico. Esempi di dispositivi FV sono: celle, moduli, pannelli, stringhe o l'intero generatore FV.

Cella fotovoltaica

Dispositivo fondamentale in grado di generare elettricità quando viene esposto alla radiazione solare.

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli preassemblati, fissati meccanicamente insieme e collegati elettricamente. In pratica è un insieme di moduli fotovoltaici e di altri necessari accessori collegati tra di loro meccanicamente ed elettricamente (Il termine pannello è a volte utilizzato impropriamente come sinonimo di modulo).

Stringa fotovoltaica

Insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.

Generatore FV (o Campo FV)

Insieme di tutti i moduli FV in un dato sistema FV.

Quadro elettrico di giunzione del generatore FV

Quadro elettrico nel quale tutte le stringhe FV sono collegate elettricamente ed in cui possono essere situati dispositivi di protezione, se necessario.

Cavo principale FV c.c.

Cavo che collega il quadro elettrico di giunzione ai terminali c.c. del convertitore FV.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata

Insieme di inverter (Convertitori FV) installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico.

Sezione di impianto fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Cavo di alimentazione FV

Cavo che collega i terminali c.a. del convertitore PV con un circuito di distribuzione dell'impianto elettrico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Insieme di componenti che producono e forniscono elettricità ottenuta per mezzo dell'effetto fotovoltaico. Esso è composto dal Generatore FV e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Nota PROTEM 622/867 del 18/02/2011, recante

*"Procedure in caso di intervento in presenza di pannelli fotovoltaici e
sicurezza degli operatori vigili del fuoco"*

Sono pervenute a questa Direzione Centrale richieste di chiarimenti in merito alla sicurezza delle operazioni di soccorso in presenza di impianti fotovoltaici (PV).

In attesa che la problematica venga adeguatamente approfondita, sperimentata e valutata, occorre fornire alcune indicazioni operative che traggono origine dall'analisi dei seguenti rischi:

a) Rischio di caduta

Si tratta del rischio più comune nel caso di impianto collocato su di un tetto, soprattutto in caso di buio e/o in presenza di fumo. Alcuni impianti sono integrati con il tetto: ciò riduce fortemente il pericolo di inciampo ma non quello di scivolamento a causa della superficie di vetro di alcuni moduli cristallini. Gli operatori Vigili del Fuoco dovranno utilizzare i comuni d.p.i. previsti nel caso di lavori in altezza, soprattutto se non si può evitare di camminare sui pannelli.

b) Rischio di crollo della struttura e di caduta dei pannelli

A causa del sovraccarico dovuto alla presenza dei pannelli PV, il rischio di collasso della copertura sotto l'azione del fuoco da prendere in maggiore considerazione.

Un altro pericolo da non trascurare è quello della caduta dei pannelli sia a causa del loro distacco dalle strutture di fissaggio sia a causa del crollo del tetto stesso.

E' necessario che i soccorritori, ancorché dotati dei d.p.i. previsti dalle procedure operative standard, valutino attentamente l'evoluzione dello scenario incidentale.

c) Rischio di propagazione dell'incendio

La nota prot. n. 5158 del 26 marzo 2010 avente come oggetto "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" ha già ampiamente analizzato le problematiche relative alla propagazione dell'incendio. E' appena il caso di evidenziare che i componenti plastici dell'impianto saranno interessati dalla combustione.

d) Rischio di inalazione di prodotti chimici pericolosi

In condizioni normali, i materiali usati per gli impianti PV sono considerati non pericolosi; essi possono diventare pericolosi in caso di esposizione all'incendio o in caso di esplosione. Infatti, in queste situazioni i pannelli PV possono rilasciare sostanze chimiche tra cui il boro, il tellurio di cadmio, l'arseniuro di gallio e il fosforo. Alcuni di tali prodotti sono noti perché possono comportare problemi di natura tossicologica o causare danni all'ambiente.

In particolare, il tellurio di cadmio è un cancerogeno la cui principale via di assunzione è quella respiratoria (si tratta, naturalmente, di un rischio derivante da un'esposizione cronica e non

acuta).

Le polveri e i fumi contaminati dal cadmio e dai suoi composti possono causare irritazioni del naso e della gola. L'esposizione ad elevate concentrazioni può provocare tosse, dolore al petto, sudore, sensazione di freddo, insufficienza respiratoria. L'edema polmonare (danno irreversibile agli alveoli polmonari) rappresenta la conseguenza più grave.

I fumi dei composti del fosforo sono considerati molto tossici.

Il rischio di inalazione di agenti chimici pericolosi è minimo nel caso di piccoli impianti PV coinvolti in un incendio o in un'esplosione. Ben più elevato è il rischio di inalazione nel caso di impianti PV di elevate dimensioni; tale rischio può essere minimizzato mediante gli usuali dispositivi di protezione delle vie respiratorie.

e) Rischi di natura elettrica

Ai rischi visti nei punti precedenti bisogna aggiungere quello di eventuali shock elettrici dovuti a contatti con impianti elettrici in tensioneⁱⁱⁱ.

Si rammenta che già la predetta nota prot. n. 5158 del 26 marzo 2010 riportava testualmente che "Dal punto di vista della sicurezza occorre tenere corda che è impossibile porre fuori tensione il sistema (fotovoltaico, n. L r.) in presenza di luce solare".

Quindi, finché c'è presenza di luce, l'impianto PV continua a generare energia elettrica. Di conseguenza, le squadre di soccorso devono considerare il sistema PV ed i suoi componenti costantemente in tensione ed adottare le procedure operative standard previste in caso di interventi con presenza di sistemi connessi all'alimentazione elettrica. D'altra parte, in assenza di luce i moduli PV non generano energia elettrica, pertanto le operazioni effettuate durante la notte garantiscono un maggior livello di sicurezza^{iv}.

Lo sgancio elettrico di emergenza, previsto dalle norme, consente di disalimentare l'impianto elettrico a valle dell'inverter. Invece, i conduttori ed i componenti elettrici posti tra i moduli PV ed il punto di sgancio di emergenza.. in caso di esposizione alla luce solare, rimangono in tensione. Pertanto, i soccorritori devono fare molta attenzione a non rompere o danneggiare i conduttori o le apparecchiature elettriche, avendo cura, come è stato detto in precedenza, di considerarli costantemente in tensione^v.

Infine, nel corso di un intervento di soccorso con presenza di impianti PV si possono presentare due situazioni che possono risultare particolarmente difficoltose:

- a) quando, a causa delle conseguenze del sinistro, l'integrità del pannello e/o dei conduttori non è più garantita;
- b) quando risulta necessario lo smontaggio dei pannelli (azioni complementari allo spegnimento, ecc.).

In queste situazioni, dovendo procedere all'effettuazione di operazioni dirette sui pannelli, si valuterà se è possibile rinviarle alle ore notturne.

Sulla base delle valutazioni riportate nei punti precedenti, si è in grado di fornire le seguenti prime indicazioni:

- a) identificare il tipo di impianto con cui si ha a che fare (termico o fotovoltaico) richiedendo informazioni, qualora necessario, al proprietario dell'impianto stesso;
- b) informare immediatamente il ROS che si è presenza di un impianto PV in modo che possano essere adottate le procedure previste in funzione della valutazione del rischio;
- c) evitare di rompere, rimuovere o camminare sui moduli PV e, se possibile, stare lontano dai moduli stessi, dai componenti e dai conduttori perché in tensione. Qualora fosse

ⁱⁱⁱ Nel caso di impianti solari termici, tale rischio non è presente ma è necessario tenere in considerazione il rischio di ustioni dovute alla presenza di fluidi bollenti.

^{iv} artificiale utilizzata sulla scena dell'intervento durante le ore notturne, in genere, non è grado di fornire sufficiente energia luminosa perché il sistema PV possa generare livelli pericolosi di energia elettrica.

^v Si rammenta che le grandezze elettriche che si possono generare ai morsetti dei moduli PV devono essere tenute in debita considerazione per due ragioni:

- si tratta di corrente continua;
- in caso di shock elettrico il rischio di fibrillazione ventricolare è quattro volte meno importante che con la corrente alternata ma il fenomeno di elettrolisi derivante dalla corrente continua può comportare la formazione di grumi di sangue.

necessario camminare sui pannelli, utilizzare tutti i dispositivi necessari in dotazione della squadra di soccorso al fine di limitare il rischio di caduta.

Durante le ore diurne:

- a) sganciare il circuito al livello dell'inverter. Ciò consente solo di eliminare il rischio di elettrocuzione a valle dell'inverter stesso. Si raccomanda, inoltre, di provvedere sempre allo sgancio dell'alimentazione elettrica generale dell'intero edificio ricordando che ciò non interrompe l'alimentazione elettrica dell'impianto PV;
- b) si consiglia di evitare, se possibile, ogni intervento diretto sui moduli in tensione. Se tale intervento risulta necessario e, soprattutto, se i pannelli risultano accessibili potrebbe essere necessario coprire tutti i moduli PV con materiali opachi (non trasparenti alla luce) in modo da eliminare il rischio di generazione dell'energia elettrica. Ad esempio, per piccoli impianti PV si potrebbero adottare dei teloni opachi facendo attenzione a garantire l'ancoraggio degli stessi alla struttura in modo da evitare che il vento o le stesse attrezzature di soccorso (ad esempio: le manichette antincendio) impiegate ne comportino l'allontanamento dall'impianto. Tale azione, ancorché risulti ancora allo studio anche in ambito internazionale, potrebbe risultare di non facile attuazione soprattutto a causa della distribuzione dei moduli PV e delle elevate superfici in gioco (parecchie centinaia o migliaia di m²)^{vi}.
- c) se, nel corso dell'intervento di soccorso, si rende necessario rompere un pannello o smontano di deve, con molta accuratezza:
 - disconnettere il modulo PV;
 - smontare i pannelli integrati nel tetto e tagliare le strutture di fissaggio nel caso si tratti di pannelli collocati su strutture;
 - portare i pannelli a terra e conservarli con la faccia sul terreno; coprire i pannelli collocati a terra per evitare che l'acqua raggiunga le scatole elettriche.
- d) in caso di fuga di gas o in presenza di atmosfera infiammabile bisogna non trascurare la possibilità di formazione di archi elettrici in prossimità di elementi in tensione degli impianti PV;
- e) in caso di incendio generalizzato che coinvolge anche l'impianto PV e che non permette di accedere ai pannelli è necessario ricordare la necessità di adottare tutte le precauzioni previste dalle procedure operative standard in caso di incendio coinvolgente impianti elettrici in tensione (cfr Elettrotecnica applicata ai servizi antincendi redatta dalla Direzione Centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica).

"Chiarimenti sulla Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione 2012"
(nota prot. 0006334 del 4 maggio 2012)

- [1] Nel valutare l'eventuale aggravio del preesistente livello di rischio di incendio devono essere valutati i seguenti aspetti:
 - interferenza con il sistema di ventilazione dei prodotti della combustione (ostruzione parziale/totale di traslucidi, impedimenti apertura evacuatori);
 - modalità di propagazione dell'incendio in un fabbricato delle fiamme all'esterno o verso l'interno del fabbricato (presenza di condutture sulla copertura di un fabbricato suddiviso in più compartimenti - modifica della velocità di propagazione di un incendio in un fabbricato mono compartimento);
 - sicurezza degli operatori addetti alla manutenzione;
 - sicurezza degli addetti alle operazioni di soccorso.
 - Detta valutazione dovrà consentire l'individuazione degli adempimenti previsti al comma 6 dell'art. 4 del DPR 151/2011.
- [2] Per "impianto fotovoltaico **a servizio** di un'attività soggetta ai controlli di prevenzione incendi" si intende un impianto FV **incorporato** nell'attività soggetta, secondo la definizione chiarita nel seguito, indipendentemente dall'utilizzatore finale.

^{vi} Il ricorso a liquidi cosiddetti 'sporcanti' quali schiume particolari o altri materiali utilizzati per ridurre in maniera significativa l'irraggiamento solare sulla superficie fotoelettricamente attiva delle celle deve essere ancora studiato, anche in funzione della capacità di adesione, del tempo di permanenza e dell'eventuale danno arrecato al pannello PV. (a ogni caso, non si tratta di una tecnica immediatamente operabile)

- [3] Qualora dalla valutazione del rischio incendio emerga un aggravio delle preesistenti condizioni di sicurezza antincendio nei confronti della/e attività soggette, dovranno essere assolti i seguenti adempimenti riferiti al DPR 151/2011:

- per le attività in categoria A - Presentazione di SCIA a lavori ultimati;
- per le attività in categoria B e C - Presentazione del progetto ai fini della valutazione e SCIA a lavori ultimati.

Qualora invece dalla valutazione del rischio incendio non emerga un aggravio delle preesistenti condizioni di sicurezza antincendio nei confronti della/e attività soggette, dovrà essere aggiornata la pratica con la presentazione della SCIA.

In caso di presentazione della SCIA senza preventiva approvazione del progetto la documentazione dovrà essere integrata con la valutazione del rischio.

Il corrispettivo da pagare, ai sensi del DPR 151, sarà quello relativo all'attività principale rispetto alla quale l'impianto FV è "a servizio" così come chiarito al punto precedente.

- [4] Per "**incorporato**" si intende un impianto i cui moduli ricadono, anche parzialmente, nel volume delimitato dalla superficie cilindrica verticale avente come generatrice la proiezione in pianta del fabbricato (inclusi aggetti e sporti di gronda. A mero titolo esemplificativo, si veda l'allegato "A" alla presente nota esplicativa.

- [5] Tale condizione è soddisfatta seguendo una qualsiasi delle possibili opzioni riassunte nell'allegato B.

- [6] Gli strati EI 30 incombustibili possono essere provati con qualsiasi orientamento (in verticale, in orizzontale) e con esposizione al fuoco sulla faccia prospiciente i moduli FV. E' sufficiente che sia garantita l'incombustibilità anche di un solo "layer" continuo costituente il pacchetto dello strato (vedi allegato B). Uno strato può essere costituito da più "layer". In caso di strato omogeneo, esso coincide con il "layer".

- [7] Oltre alla valutazione del rischio da effettuarsi "tenendo conto della classe di resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti e della classe di reazione al fuoco del modulo fotovoltaico" sono ammissibili altre valutazioni finalizzate alla dimostrazione del raggiungimento degli obiettivi della guida. In allegato B sono state riassunte le diverse modalità per soddisfare il requisito di sicurezza relativo ai rischi di propagazione dell'incendio.

Nel caso si intenda tenere conto della classe di resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti e della classe di reazione al fuoco del modulo fotovoltaico (caso 3/a dell'allegato B), possono ritenersi, in generale, accettabili i seguenti accoppiamenti:

- tetti classificati F_{roof} e pannello FV di classe I o equivalente di reazione al fuoco;
- tetti classificati B_{roof} (T2, T3, T4) e pannello FV di classe 2 o equivalente di reazione al fuoco;
- strati ultimi di copertura (impermeabilizzazioni o/e pacchetti isolanti) classificati F_{roof} o F installati su coperture EI 30 e pannello FV di classe 2 o equivalente di reazione al fuoco.

La classificazione dei tetti e delle coperture di tetti deve far riferimento alle procedure di attestazione della conformità applicabili (marcatura CE) o in assenza di queste a dichiarazione del produttore sulla base di rapporto di prova rilasciato da laboratorio italiano autorizzato ai sensi del decreto del Ministero dell'interno 26 marzo 1985, ovvero altro laboratorio, riconosciuto in uno dei Paesi dell'Unione europea o dei Paesi contraenti l'accordo SEE.

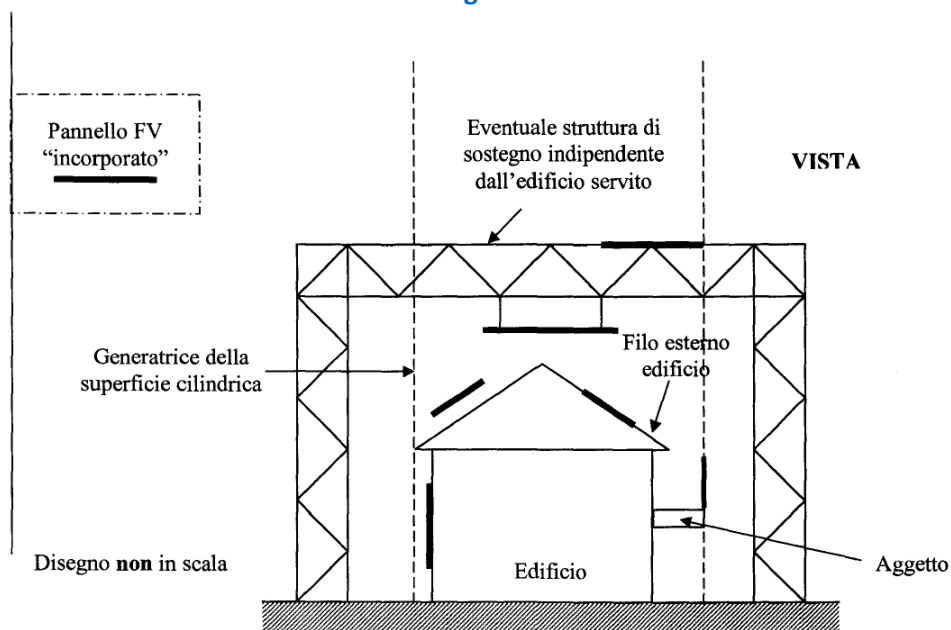
Ai fini della valutazione della classe di resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti si fa presente che è stata pubblicata nel febbraio 2012 la versione UNI CEN/TS 1187 in sostituzione della UNI ENV 1187:2007 citata nella guida tecnica. A titolo informativo si fa presente che nelle decisioni della Commissione europea 2001/671/CE (GUCE L 235 del 4.9.2001) e 2005/823/CE (GUCE L 307 del 25.11.2005) è riportato il sistema di classificazione per la resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti.

Ai fini della valutazione della classe di reazione al fuoco del Pannello fotovoltaico si fa presente che è stata emanata in data 28 marzo 2012 apposita risoluzione dell'Area V della DCPST - settore Reazione al Fuoco, sulle modalità di esecuzione delle prove di reazione al fuoco sui pannelli FV. (allegato C). La

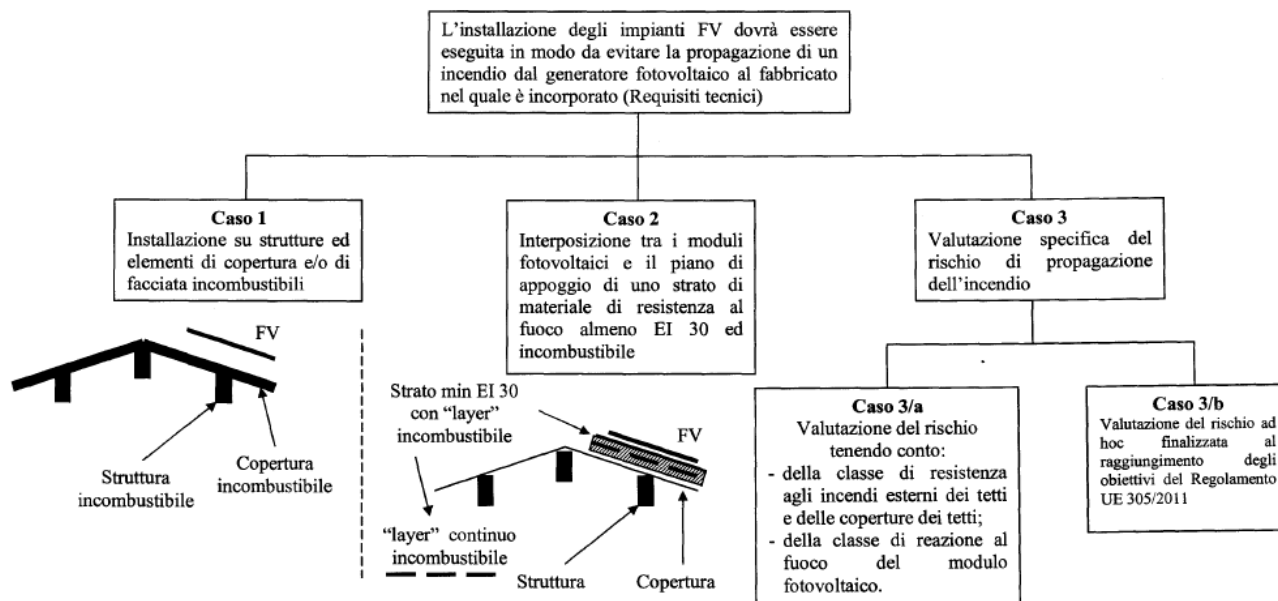
risoluzione prevede che i laboratori emettano apposito certificato di prova nel quale verrà indicato come impiego "PANNELLO FOTOVOLTAICO". Il certificato di prova è legato al pannello stesso e non al luogo di utilizzo. Le valutazioni del rischio dovranno essere sottoscritte da tecnici abilitati ed iscritti negli elenchi del Ministero dell'interno.

- [8] Tale indicazione è un utile riferimento anche per lucernari, cupolini e simili, fatta salva la possibilità di utilizzare la valutazione del rischio oppure di individuare altre soluzioni nel rispetto degli obiettivi di sicurezza del regolamento UE 305/2011.
- [9] Tale indicazione si ritiene non necessaria nei casi in cui il piano di appoggio sottostante i moduli FV nella fascia indicata dalla guida è costituito da elementi che impediscono la propagazione dell'incendio nell'attività per un tempo compatibile con la classe del compartimento.
- [10] Il dispositivo di emergenza deve essere in grado di sezionare il generatore Fotovoltaico in maniera tale da evitare che l'impianto elettrico all'interno del compartimento/fabbricato possa rimanere in tensione ad opera dell'impianto Fotovoltaico stesso.
Si rimarca che il dispositivo di comando di emergenza deve essere sempre ubicato in posizione segnalata ed accessibile agli operatori di soccorso, mentre per indicazioni relative alla ubicazione del o dei dispositivi di sezionamento del generatore fotovoltaico si rimanda a quanto previsto nelle norme CEI, in particolare nella norma CEI 64-8/7 capitolo 712 e Guida CEI 82/25 paragrafo 7.
- [11] I riferimenti per l'effettuazione di tali verifiche sono riportati nel capitolo 8 del decreto del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti 14/1/2008 e nella relativa circolare esplicativa prot. n. 617 del 2 febbraio 2009.
- [12] Per "impianto fotovoltaico" posto in funzione si intende un impianto che produce energia elettrica. Per gli impianti fotovoltaici a servizio di un'attività soggetta ai controlli di prevenzione incendi, posti in funzione dopo l'entrata in vigore del DPR 151/2011 (7 ottobre 2011) e prima dell'entrata in vigore della nota 1324 sono richiesti gli adempimenti previsti al comma 6 dell'art. 4 del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011; per detti impianti dovranno essere rispettate le indicazioni contenute nella precedente nota n. 5158 del 26/03/2010 con i seguenti ulteriori adempimenti:
- la presenza e la funzionalità del dispositivo del comando di emergenza;
 - l'applicazione della segnaletica di sicurezza e le verifiche previste dalla nota 1324.

Allegato A



Allegato B



Allegato C

REAZIONE AL FUOCO

Risoluzione n° 40 de128/03/2012

Per la classificazione di pannelli fotovoltaici, indipendentemente dalla loro installazione e posa in opera, si applicano le procedure di prova previste dal D.M. 26/6/84. modificato con D.M. Del 03/09/01 come di seguito riportate:

- UNI 9176 (Gennaio 1998) metodo D;
- UNI 8457 (Ottobre 1987) con campionatura di prova in posizione verticale senza supporto incombustibile;
- UNI 9174 (Ottobre 1987) con campionatura di prova in posizione parete senza supporto incombustibile;
- UNI 9177 (Ottobre 1987) relativamente alla classificazione.

Nel caso in cui il pannello presenti superfici opposte con materiale diverso differenti tra loro, va ricavata una serie di provette da ciascuno dei compositi esistenti nel materiale. A ciascuna serie si applicano le procedure di prova e di classificazione sopracitate attribuendo la classe peggiore tra quelle determinate. Qualora il produttore dichiari che una delle due superfici sia realizzata con materiale incombustibile, la campionatura di prova dovrà essere ricavata solo dall'eventuale superficie realizzata con materiale combustibile.

L'incombustibilità di una delle due superfici del materiale dovrà essere attestata da apposita dichiarazione del produttore redatta, secondo il modello D 13 allegato, che costituirà parte integrante della scheda tecnica.

La scheda tecnica da redigere dovrà essere conforme al modello C.

Il certificato di prova, redatto secondo il modello CRF-8 allegato, dovrà essere emesso ai sensi dell'art. 10 del D.M. 26/6/84 e successive modifiche, quale materiale per "INSTALLAZIONI TECNICHE" secondo l'Allegato A 2.1, indicando alla voce impiego "PANNELLO FOTOVOLTAICO".



PERCHÉ UNAIE?

Istituto Nazionale di Qualificazione delle
imprese di installazione di impianti Elettrici

La missione dell'UNAIE (che non ha connotazione politica o di corporazione, non ha scopo di lucro e per statuto si occupa di qualificazione e formazione delle imprese installatrici) è quella di promuovere e per quanto possibile rendere accessibile, anche alle piccole imprese, l'acquisizione e il mantenimento dei requisiti che contraddistinguono la professionalità (cultura della sicurezza, conoscenze di base, conoscenze specialistiche, nuove conoscenze) nella convinzione di effettuare, in tal modo, una scelta vincente nel medio e lungo termine, nell'attesa che si attui l'auspicato cambiamento di contesto che veda riconosciuto dal mercato il giusto valore della professionalità a garanzia della qualità (sicurezza e affidabilità) degli impianti. attualmente l'UNAIE nazionale è espressione di 17 albi regionali, che coprono 19 regioni italiane, ai quali sono associate circa 2.500 imprese di installazioni elettriche.

Oggi, al costruttore di impianti elettrici, è sempre più richiesto quel salto culturale che lo qualifica e che rappresenta anche un elemento di garanzia per il rispetto del DM 37/08.

Il costruttore di impianti elettrici deve prendere reale conoscenza del suo coinvolgimento nelle delicate tematiche relative alla sicurezza, assumendo un comportamento non superficiale ma responsabile. in sintesi, si può affermare che la professionalità dell'installatore altro non è che l'attitudine all'uso operativo del sapere applicato alle recenti normative e disposizioni di legge che mirano a minimizzare il rischio nell'uso degli impianti elettrici.

Per Informazioni

Per gli installatori: per aderire all'UNAIE iscriviti all'Albo UNAIE della tua regione, i riferimenti e le modalità li trovi sul sito <http://www.unaie.it>

Per i consumatori: per informazioni sull'installatore UNAIE più vicino a casa tua, telefona all'Albo UNAIE della tua regione, i riferimenti li trovi sul sito <http://www.unaie.it>



Una garanzia di qualità



UNAIE Emilia - Romagna (già AIEER)
Albo delle Imprese Installatrici Elettriche
Qualificate dell'Emilia Romagna
c/o ENEL S.p.A. - Via C. Darwin, 4
40131 Bologna
Tel. 051 6347139 - Fax 051 4233061
C.F. 92027230371 - P.I. 00870811205
www.unaie.it - E mail: unaiebo@tin.it

CIRCOLARE n.04 /12
Prot. GN/22/12

Oggetto: **Verifiche sugli impianti elettrici, adempimenti e procedure.**

1 Generalità

Le verifiche sugli impianti elettrici, al fine di tutelare la sicurezza delle persone e delle cose, sono richieste sia dalle norme CEI e UNI sia da leggi, le quali stabiliscono anche la periodicità e le modalità di esecuzione.

Nello schema sottostante è riportato un elenco di Leggi e Decreti che prescrivono l'esecuzione delle verifiche sugli impianti elettrici.



La norma CEI 64/8 all'art.6.3.2, definisce la verifica come l'insieme delle operazioni tramite le quali si può accertare la rispondenza alle prescrizioni della norma dell'impianto elettrico. La verifica normalmente comprende: l'esame a vista, le prove sull'impianto, la compilazione del rapporto di verifica.

Esame a vista

Per esame a vista si intende una disamina dell'impianto utilizzando i sensi, per accertarsi della corretta scelta e installazione dei vari componenti elettrici, della rispondenza con il progetto e della presenza di eventuali danneggiamenti visibili sui componenti (norma CEI 64/8 all'art. 6.3.2).

Prove

Per prova sull'impianto si intende l'esecuzione di misure, con appositi strumenti, per accertare l'efficienza e la rispondenza delle prescrizioni di sicurezza (norma CEI 64/8, art. 6.3.3).

Rapporto di verifica

Per rapporto di verifica (o di prova) si intende la trascrizione su un modulo cartaceo dei risultati dell'esame a vista e delle prove (norma CEI 64/8 all'art.6.3.4).

2 Tipi di verifica

Le verifiche si suddividono in:

VERIFICHE INIZIALI	VERIFICHE PERIODICHE
A cura dell'installatore ai fini della rispondenza al progetto (se presente) e alla regola dell'arte	- ai fini della manutenzione - ispettive

Verifiche iniziali

Le verifiche iniziali devono essere effettuate prima della messa in funzione dell'impianto. Sono un obbligo di legge in quanto previste dal DM 37/08, infatti nella dichiarazione di conformità, l'installatore dichiara tra l'altro di avere

"Controllato l'impianto ai fini della sicurezza e della funzionalità con esito positivo, avendo eseguito le verifiche richieste dalle norme e dalle disposizioni di legge".

Le verifiche iniziali comprendono l'esame a vista e le prove.

L'esame a vista può essere effettuato dall'installatore durante l'esecuzione dei lavori. Le prove, che spesso si effettuano a fine lavoro, in genere consistono in:

- Verifica della continuità dei conduttori di protezione ed equipotenziali;
- Misura della resistenza di isolamento dell'impianto elettrico;
- Verifica dell'efficienza della protezione dei circuiti SELV e PELV e di separazione elettrica;
- Misura della resistenza di isolamento di (eventuali) pavimenti isolanti;^a
- Misura della resistenza di terra RE, mediante metodo voltamperometrico;^b
- Verifica dell'efficienza degli interruttori differenziali mediante prova strumentale (iniezione della corrente I_{dn}) e verifica dell'efficienza del pulsante di prova;
- Verifica strumentale impedenza anello di guasto (sistemi TN);

^a Le misure di resistenza di isolamento sono richieste nella protezione mediante luoghi non conduttori, (pavimenti e pareti) e sui pavimenti di piscine.

^b Nei sistemi TT si può misurare RE + R_n (misura della resistenza dell'anello di guasto fase-terra, che comprende anche la resistenza del neutro del Distributore). Se tale valore rispetta la relazione 50/I_{dn} # (RE + R_n) la protezione contro i contatti indiretti è attuata.

- Controllo della corretta installazione degli interruttori unipolari sulla fase (comandi funzionali) (prova di polarità);
- Verifica della corretta sequenza delle fasi (specie su ampliamenti di impianti);
- Misura della caduta di tensione se richiesta (ad es. dal capitolato di progetto);
- Prova di funzionamento (per verificare il corretto funzionamento delle apparecchiature installate, ad esempio apparecchi di illuminazione, pompe, ecc.);

Verifiche periodiche

È compito del titolare dell'impianto far effettuare le verifiche periodiche sull'impianto. Nei luoghi di lavoro le verifiche periodiche degli impianti di terra, di protezione contro le scariche atmosferiche e dei luoghi con pericolo di esplosione, devono essere anche effettuate secondo le prescrizioni del DPR 462/01.

Rapporto di verifica

Al termine delle verifiche l'installatore deve redigere un rapporto di verifica ove riportare i risultati delle prove effettuate e conservarlo nel proprio archivio a disposizione di eventuali richieste.^c

3 Strumenti e apparecchiature di prova

Per l'esecuzione delle varie prove la Guida CEI 64-14 consiglia una dotazione strumentale costituita da strumenti dedicati, cioè costruiti appositamente per una specifica misura. Sono comunque accettabili, e normalmente utilizzati, anche strumenti multifunzione purché sia garantito un risultato equivalente e affidabile. Gli strumenti devono essere realizzati e provati in conformità alle relative norme di sicurezza ed è importante che il costruttore e/o il distributore sia in grado di garantire un servizio di assistenza per interventi di controllo, riparazione e calibrazione e relativa certificazione del prodotto. Per l'esecuzione delle prove è consigliata una dotazione strumentale che comprenda almeno:

- Apparecchio per la prova della continuità dei conduttori di protezione ed equipotenziali;
- Misuratore della resistenza di isolamento;
- Misuratori della resistenza di terra (sistemi TT) e dell'impedenza dell'anello di guasto (sistemi TN);
- Apparecchiatura per la misura delle tensioni di passo e di contatto (eventuale: per verifica degli impianti di terra AT e casi particolari di impianti MT);
- Apparecchio per il controllo della funzionalità dei dispositivi differenziali;
- Amperometro, a pinza, meglio se ad alta sensibilità, per la misura delle correnti di primo guasto;
- Multimetri o voltmetri;
- Calibro (ad es. per rilevare il diametro delle tubazioni);(ad es. per rilevare il diametro delle tubazioni)
- Luxmetro^d.

4 Procedure di sicurezza durante l'effettuazione delle prove

Durante l'effettuazione delle prove, per accedere alle parti attive si devono adottare le procedure per l'esecuzione dei lavori elettrici, applicando le procedure previste dalle norme CEI EN 50110 e CEI 11-27 e devono essere utilizzati, ove necessario, i dispositivi di protezione individuali. Si ricorda che per lavori elettrici si intendono "Lavori sugli impianti elettrici o vicino ad essi, quali prove e misure, riparazioni, sostituzioni, modifiche, ampliamenti, montaggi e ispezioni" (norma CEI EN 50110 art. 3.4.2.).

Le prove e misure rientrano quindi a pieno titolo nei lavori con presenza di rischio elettrico, per i quali il Dlgs. 81/08 e 106/09 (Testo Unico sulla sicurezza) prescrive che siano applicate le procedure delle norme tecniche e, per i lavori sotto tensione in BT, prescrive che gli operatori siano riconosciuti idonei per tale attività dal datore di lavoro (DLgs. 81/08 e 106/09 art. 82).

In conseguenza di quanto sopra le prove devono essere eseguite da persone esperte (PES) o avvertite (PAV) e se necessario idonee al lavoro elettrico sotto tensione (PEI). Eventualmente, ma non è consigliabile, le persone comuni possono operare solo sotto la supervisione o la sorveglianza di persone esperte (norma CEI EN 50110, art. 5.3.2.1.).

^c È raccomandato ma non richiesto allegare il rapporto di verifica alla dichiarazione di conformità salvo la documentazione per la denuncia di legge degli impianti nei luoghi di lavoro.

^d Verifica dell'illuminamento specie nei luoghi di lavoro per accertare la rispondenza alla norma UNI EN 12464-1

In pratica, per l'esecuzione di prove strumentali, è quasi sempre necessaria l'idoneità all'esecuzione dei lavori sotto tensione. Infatti le prove sono generalmente effettuate a contatto di parti attive non protette (mediante puntali) con l'operatore all'interno della zona di lavoro sotto tensione (distanza limite DL = 15 cm in BT) o all'interno della zona prossima (distanza prossima DV = 65 cm in BT).

E' compito e responsabilità del datore di lavoro stabilire se il personale elettrico assegnato all'esecuzione delle verifiche ha i requisiti e le conoscenze professionali tali da essere in grado di effettuare le operazioni richieste.

Per la presenza delle parti attive bisogna tenere presente anche i rischi causati dall'arco elettrico, come indicato nelle sopra citate norme CEI EN 50110 e CEI 11-27, per eventuali cortocircuiti o guasti a terra durante le prove.^e

È inoltre raccomandato un continuo controllo sullo stato di conservazione e dei requisiti di sicurezza della strumentazione, della cavetteria di misura e dei puntali o fioretti di contatto (CEI EN 50110 art. 5.3). Non sono infatti infrequenti gli infortuni elettrici connessi all'attività di prove e misure (ad es. rischio di cortocircuito accidentale attraverso i puntali di misura, oppure attraverso l'inserzione errata dello strumento di misura, oppure rischio di shock elettrico da parti attive prossime o da cavetteria danneggiata).

5 Verifiche ai sensi del DPR 462/01

Il DPR 22/10/2001 n. 462 impone al titolare dell'impianto elettrico di un luogo di lavoro di sottoporre a verifica periodica e denunciare, mediante invio della dichiarazione di conformità, agli enti competenti **entro trenta giorni dalla messa in servizio**, la costruzione degli impianti di seguito elencati.

a) Impianti di terra:^f

- denuncia all'ASL/ARPA e all'INAIL settore Ricerca, Certificazioni e Verifica;
- l'impianto deve essere sottoposto a verifica periodica ogni due anni nei locali adibiti ad uso medico, nei luoghi a maggior rischio in caso di incendio e nei cantieri edili; ogni cinque anni negli altri luoghi, a seguito richiesta scritta del Datore di lavoro.

L'impianto è omologato dall'installatore con il rilascio della dichiarazione di conformità.

b) Impianti di protezione contro le scariche atmosferiche (LPS):

- stesso iter degli impianti di terra.

L'impianto è omologato dall'installatore con il rilascio della dichiarazione di conformità.

c) Impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas (zona 0 e zona 1) o di polveri combustibili (zona 20 e zona 21):

- denuncia all'ASL/ARPA e verifica periodica ogni due anni (compreso l'impianto di terra).

L'impianto è omologato dall'ASL/ARPA.

5.1 Impianti di messa a terra e di protezione contro le scariche atmosferiche

Denuncia degli impianti di messa a terra e protezione da scariche atmosferiche

Il titolare dell'impianto così come indicato dal D.P.R. 462/01, dovrà provvedere ai seguenti adempimenti:

- - Inviare la Dichiarazione di Conformità (in originale, copia conforme) allegando certificato dei requisiti tecnico professionali della Ditta installatrice, all'INAIL settore Ricerca, Certificazioni e Verifica ed all'ASL o ARPA territorialmente competenti o se attivato allo **sportello unico per le attività produttive del Comune, entro trenta giorni dalla messa in esercizio dell'impianto, (D.P.R. 462/01 art. 2 commi 2 e 3).**
- Non è necessario inviare con la dichiarazione di conformità anche gli allegati previsti dal DM 20/02/92 con la sola esclusione del certificato dei requisiti tecnico professionale della ditta installatrice. Tali allegati devono essere conservati presso l'impianto e resi

^e Si ricorda che il rischio dovuto all'arco elettrico è maggiore vicino al quadro generale e alla cabina di trasformazione MT/BT, dove il valore della corrente di corto circuito è più elevato, (es. misure di impedenza dell'anello di guasto in prossimità del quadro generale).

^f Ai fini della verifica, per impianto di terra si intende l'insieme di tutti gli elementi che concorrono a garantire la sicurezza contro i contatti indiretti quindi dispersore collegamenti equipotenziali, conduttori di protezione (PE), interruttori differenziali.

disponibili in occasione al verificatore, che potrà richiedere eventualmente acquisirli in copia, per gli accertamenti tecnici.⁹

- Si precisa che la dichiarazione di conformità, se inviata all'INAIL settore Ricerca, Certificazioni e Verifica di competenza va inoltrata unitamente al modulo di trasmissione predisposto dallo stesso Istituto.

Documentazione tecnica necessaria per la verifica dell'impianto di terra e scariche atmosferiche.

La documentazione tecnica degli impianti è costituita dalla dichiarazione di conformità e dagli allegati obbligatori previsti. Per gli impianti soggetti a progettazione obbligatoria deve comprendere ed essere allegato, alla dichiarazione di conformità, il progetto esecutivo (As-built: come eseguito).^h

Documentazione specifica per la verifica impianto di terra

Per procedere alla verifica degli impianti di terra, si ritiene essenziale almeno la seguente documentazione (tratta dalla tab. A-1 della Guida CEI C 02):

Relazione tecnica-specialistica comprendente:

- dati del sistema elettrico, tipo di alimentazione, ecc;
- dimensionamento dell'impianto di terra ;
- misure di protezione contro i contatti indiretti ;
- scelta del tipo di impianti e componenti in relazione ai parametri elettrici e alle condizioni ambientali ;

Elaborati grafici comprendenti:

- schemi elettrici (quadri elettrici MT e BT principali e secondari);
- schemi planimetrici (impianto di terra, ubicazione dei quadri elettrici principali e destinazione d'uso locali);
- tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni (per la protezione dai guasti a terra);
- tipi di dispositivi di protezione;
- curve di intervento degli interruttori.

Ulteriori documentazioni potrebbero essere necessarie per impianti complessi.

Documentazione specifica per la verifica degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche.

Per la verifica degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche, si ritiene necessaria almeno la documentazione: (CEI 81-10/1,2,3,4)

- valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- progetto esecutivo dell' LPS esterno e interno.

Verifiche periodiche degli impianti di messa a terra e di protezione contro le scariche atmosferiche

Il titolare dell'impianto è tenuto a fare effettuare sull'impianto le verifiche periodiche e la manutenzione.

La verifica periodica può essere fatta dall'ASL/ARPA oppure da organismi abilitati. La verifica deve essere: biennale per gli impianti elettrici di cantieri edili, locali ad uso medico e ambienti a maggior rischio in caso d'incendio; ogni 5 anni negli altri casi.

Negli impianti con fornitura in MT il responsabile dell'impianto è tenuto ad inviare al Distributore, ad ogni verifica periodica, il valore misurato della resistenza di terra RE di cabina (CEI 0-16, art. 8.5.5.2.).

⁹ Il 23/01/2002 è entrato in vigore il Decreto del Presidente della Repubblica 22/10/2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione dalle scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi" pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana dell' 08/01/2002 n. 6 ha semplificato alcune procedure.

In particolare, dal 23/01/2002 sono stati aboliti il modello B, per gli impianti elettrici di messa a terra , il modello A per gli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche, il modello C impianti in luoghi con pericolo di esplosione.

^h Per la definizione della documentazione di progetto esecutivo si può fare riferimento alla Guida CEI 0-2 " Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici".

5.2 Impianti in luoghi con pericolo di esplosione

Denuncia degli impianti in luoghi con pericolo di esplosione.

Una volta realizzato l'impianto, l'Installatore esegue le verifiche previste dalle norme e dalle disposizioni di legge quindi rilasciare al titolare dell'impianto la Dichiarazione di Conformità ai sensi DM 37-08.

Solo dopo il ricevimento della Dichiarazione di Conformità, il titolare dell'impianto può metterlo in esercizio, cioè può iniziare l'attività lavorativa (anche se l'impianto non è ancora omologato). Per ottenere l'omologazione dell'impianto in luoghi con pericolo di esplosione, il titolare dell'impianto, deve trasmettere, all'ARPA/AUSL mediante Modulo integrativo per la trasmissione (riportato a pagina 24) o allo Sportello Unico per le attività produttive del Comune (se presente) entro trenta giorni dalla messa in esercizio dell'impianto, la Dichiarazione di Conformità. (D.P.R. 462/01 art 5).

- L'ASL/ARPA o lo sportello unico rilasciano un attestato di avvenuta ricezione della dichiarazione di conformità, al fine di documentare l'adempimento dell'obbligo.
- L'ASL/ARPA, entro due anni, effettuerà la prima verifica sull'impianto, che ha valore di omologazione.

Ricordiamo che l'omologazione è l'atto amministrativo che attesta la conformità dell'impianto considerato alla regola d'arte e alle leggi vigenti in materia.ⁱ

Documentazione tecnica necessaria per la verifica degli impianti in luoghi con pericolo di esplosione

Per procedere alla verifica degli impianti in luoghi con pericolo di esplosione, si ritiene essenziale disporre oltre al progetto esecutivo (As-built), conforme alla Guida CEI 0-2, almeno le seguenti documentazioni con i relativi dati tecnici:

- classificazione delle aree (Norme CEI 31-30, CEI 31-35);
- certificazioni (ATEX) dei componenti installati nelle zone classificate;
- relazione con tipologia dei materiali utilizzati;
- schemi di montaggio;
- eventuali riferimenti a Dichiarazioni di Conformità precedenti.

Verifiche periodiche degli impianti in luoghi con pericolo di esplosione

Il titolare dell'impianto è tenuto a fare effettuare sull'impianto le verifiche periodiche e la manutenzione.

La verifica periodica può essere fatta all'ASL/ARPA oppure da organismi abilitati. La verifica deve essere biennale in ogni caso e deve essere eseguita anche se l'ASL/ARPA non ha ancora effettuato la verifica di omologazione.

Per i pagamenti:

A seguito dell'invio, su apposito modulo, della dichiarazione di conformità all'INAIL settore Ricerca, Certificazioni e Verifica, l'utente riceve o allega un bollettino di c/c postale 73629008 intestato a INAIL settore Ricerca, Certificazione e Verifica con indicato l'importo di € 30,00, (codice tariffa 6450).

Tale contributo è finalizzato alla verifica della documentazione tecnica inviata, alla formazione e alla gestione dell'anagrafe delle dichiarazioni di conformità in relazione alla puntuale organizzazione del procedimento di selezione del controllo a campione.

Ai sensi dell'articolo 3 del DPR 22 ottobre 2001 numero 462 L'INAIL settore Ricerca, Certificazioni e Verifica effettua a campione la prima verifica sulla conformità alla normativa vigente degli impianti di protezione contro le scariche atmosferiche ed i dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e trasmette le relative risultanze all'ASL o ARPA.

Le verifiche a campione sono stabilite annualmente dall'INAIL settore Ricerca, Certificazioni e Verifica, d'intesa con le singole regioni sulla base dei criteri stabiliti nel DPR stesso.

Tali verifiche sono onerose e le spese per la loro effettuazione sono a carico del datore di lavoro.

ⁱ Poiché l'omologazione dell'impianto è subordinato alla prima verifica dell'ASL/ARPA, è meglio inviare, insieme alla dichiarazione di conformità, anche gli allegati obbligatori e facoltativi previsti dal DM 20/2/92, cioè, relazione con tipologie dei materiali utilizzati, copia del certificato di riconoscimento dei requisiti tecnico-professionali. Il titolare dell'impianto, pertanto, invia insieme alla dichiarazione ed agli allegati, un modulo di trasmissione della dichiarazione in cui si descrive localizzazione, tipologia e dimensioni dell'impianto.

Le tariffe per l'effettuazione delle verifiche a campione sono riportate alle pagine 36 e 37 del Decreto del Presidente dell'ISPESL 7 luglio 2005, pubblicato sulla G.U. del 18 luglio 2005 numero 2005.

Alle tariffe dei singoli servizi individuate dal codice 6170 al codice 6440 deve essere sommato il rimborso relativo alla distanza in Km dalla sede INAIL settore Ricerca, Certificazioni e Verifica al luogo della verifica da effettuare, conformemente a quanto indicato nelle condizioni generali del DPR delle tariffe alla pagina 7, particolare dal codice tariffa 80 al codice tariffa 190.

Allegata: tabella riassuntiva degli adempimenti previsti per l'omologazione e la verifica degli impianti elettrici nei luoghi di lavoro.

Adempimenti previsti per l'omologazione e la verifica degli impianti elettrici nei luoghi di lavoro						
Impianto		Omologazione	Modalità di invio della Dichiarazione di Conformità (a cura del titolare dell'impianto) (DPR 462/01 art. 2 commi 2 e 3, art. 5)	Verifiche a campione (*)	Intervallo delle verifiche periodiche	Soggetti abilitati alle verifiche periodiche
Impianti di terra	Locali ordinari	Tramite la dichiarazione di conformità dell'installatore	La DICO deve essere inviata entro 30 giorni dalla messa in esercizio: - all'INAIL settore Ricerca, Certificazioni e Verifica; - all'ASL o ARPA territorialmente competenti oppure, se è attivato: - allo sportello unico per l'edilizia del comune ove ha sede l'impianto. Note: - la DICO deve essere inviata in originale o copia conforme; - non è necessario inviare gli allegati previsti dalla DICO; tali allegati devono essere conservati presso l'impianto e resi disponibili al verificatore, che potrà richiederli ed eventualmente acquisirli in copia, per gli accertamenti tecnici; - per l'invio all'INAIL settore Ricerca, Certificazioni e Verifica occorre unire il modulo di trasmissione predisposto dall'Istituto.	INAIL settore Ricerca, certificaz. e Verifica (ex ISPESL)	Cinque anni	ASL/ARPA od Organismo abilitato
	Locali medici - Cantieri - Ambienti a maggior rischio in caso d'incendio (MARCI)				Due anni	
Dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche (LPS)	Locali ordinari				Cinque anni	
	Locali medici - Cantieri - Ambienti a maggior rischio in caso d'incendio (MARCI)				Due anni	
Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas (zona 0 e zona 1) o di polveri combustibili (zona 20 e zona 21)		Tramite prima verifica ASL/ARPA (deve essere effettuata entro due anni)	La DICO deve essere trasmessa entro 30 giorni dalla messa in esercizio: - all'ASL o ARPA territorialmente competenti (utilizzando il <i>Modulo integrativo per la trasmissione</i>) oppure, se è attivato: - allo sportello unico per l'edilizia del comune ove ha sede l'impianto. Occorre inviare almeno i seguenti allegati: - progetto dell'impianto; - classificazione delle aree (norme CEI 31-30, CEI 31-35); - certificazioni ATEX dei componenti installati nelle zone classificate; - relazione con tipologia dei materiali utilizzati; - schemi; - riferimenti a precedenti DICO. L'ASL/ARPA o lo Sportello Unico rilasciano un attestato di avvenuta ricezione della DICO, al fine di documentare l'adempimento dell'obbligo.	Non sono previste	Due anni	

(*) Le verifiche a campione hanno lo scopo di monitorare il corretto stato di installazione degli impianti, attestati dalla dichiarazione di conformità. Devono essere effettuate entro un tempo non maggiore di 24 mesi dalla data di invio della dichiarazione di conformità. La campionatura viene stabilita annualmente d'intesa tra INAIL e Regioni.

Energia elettrica da biomassa: linee guida per i nuovi impianti



Germano Tosin - Direzione agricoltura

L'articolo 12 del D.lgs. 387/2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" prevede che gli impianti di produzione di energia elettrica possano essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale.

Il Decreto ministeriale 10/09/2010, n. 47987¹ approva le linee guida per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché le linee guida tecniche per gli impianti stessi. Nel 2011 il D.lgs n. 28² ha introdotto alcune modifiche e integrazioni e dal combinato disposto delle norme citate emergono tre possibili procedure abilitative:

- 1) comunicazione relativa alle attività in edilizia libera³;
- 2) procedura semplificata⁴;
- 3) autorizzazione unica⁵.

La comunicazione relativa alle attività in edilizia libera si applica per gli impianti alimentati da biomasse e biogas:

a) aventi tutte le seguenti caratteristiche:

- operanti in assetto cogenerativo;
- aventi una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe (microgenerazione);

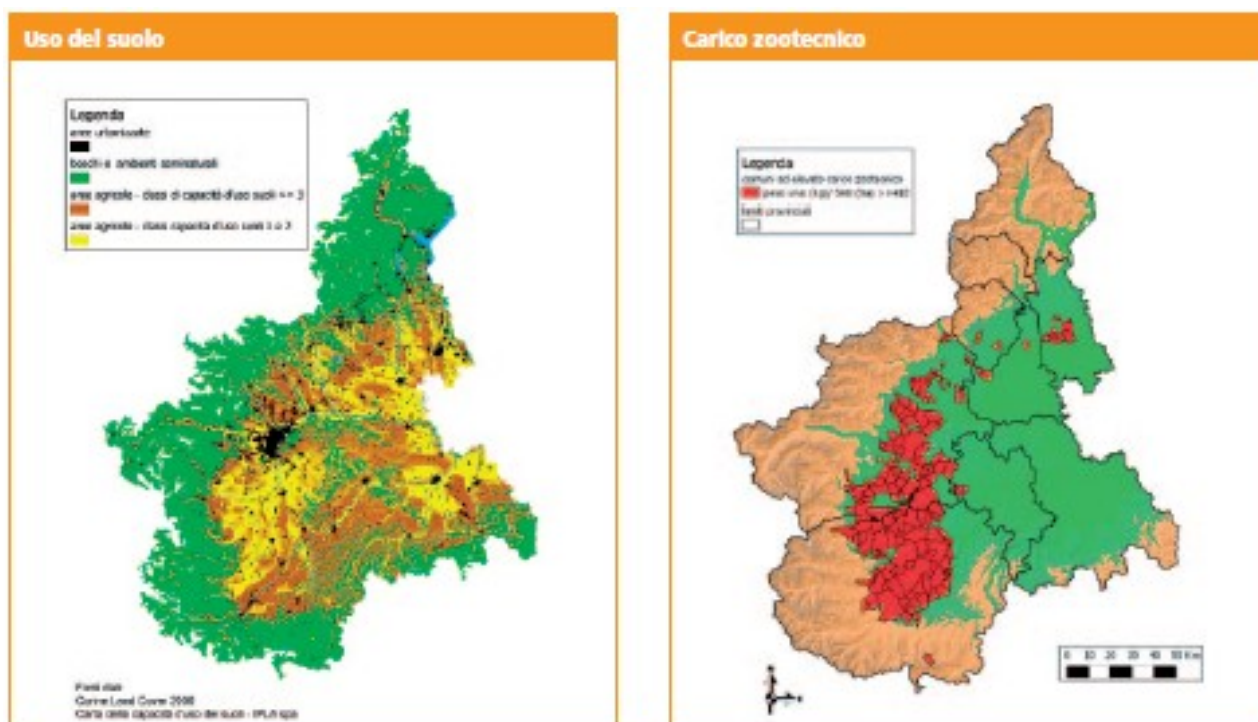
b) non ricadenti fra quelli di cui al punto a) ed aventi tutte le seguenti caratteristiche:

- realizzati in edifici esistenti, sempre che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non comportino aumento del numero delle unità immobiliari e non implicino incremento dei parametri urbanistici;
- aventi una capacità di generazione compatibile con il regime di scambio sul posto.

La procedura semplificata si applica se il proponente presenta al Comune una dichiarazione accompagnata dalla dettagliata relazione di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali, attestanti la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti edilizi vigenti e la non contrarietà agli strumenti urbanistici adottati, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Alla dichiarazione sono allegati gli elaborati tecnici per la connessione redatti dal gestore della rete.

L'autorizzazione unica si ottiene in seguito all'attivazione di un procedimento unico che prevede una conferenza dei servizi a cui partecipano le amministrazioni e i soggetti interessati. L'autorizzazione costituisce titolo per costruire e gestire l'impianto e, ove occorra, anche dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza, oltre che variante allo strumento urbanistico. Poiché il titolare di autorizzazione unica, in forza della dichiarazione di pubblica utilità, potrebbe realizzare l'impianto su terreni altrui dopo averli espropriati, la norma prevede, a tutela dei proprietari degli aventi diritto, che il proponente debba dimostrare nel

corso del procedimento, e comunque prima dell'autorizzazione, la disponibilità del suolo su cui realizzare l'impianto.



Le indicazioni della Regione

La normativa nazionale consente alle Regioni di procedere all'indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti, esclusivamente nell'ambito e con le modalità stabilite dalle linee guida nazionali che prevedono quanto segue:

- l'individuazione delle aree e dei siti non idonei deve essere basata esclusivamente su criteri tecnici oggettivi legati ad aspetti di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio artistico-culturale;
- l'individuazione delle aree e dei siti non idonei non può riguardare porzioni significative del territorio o zone genericamente soggette a tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico-artistico;
- l'individuazione delle aree e dei siti non idonei non deve configurarsi come divieto preliminare, ma come atto di accelerazione e semplificazione dell'iter autorizzativo, anche in termini di opportunità localizzative offerte dalle specifiche caratteristiche e vocazioni del territorio. L'individuazione di aree non idonee consente quindi di identificare le porzioni del territorio regionale nelle quali si determina un'elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni in sede di autorizzazione.

Per quanto concerne le aree agricole, le Regioni possono procedere a indicare come aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti le aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C. D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo.

In attuazione del quadro normativo nazionale la Giunta Regionale ha approvato due deliberazioni: una relativa ai criteri per l'autorizzazione unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili con lo scopo di uniformare i procedimenti autorizzativi⁶, l'altra di individuazione delle aree non idonee alla localizzazione ed installazione degli impianti che producono energia elettrica dalla combustione di legna o di biogas⁷.

La domanda di autorizzazione unica e i documenti alla stessa allegati devono essere inoltrati all'ufficio dell'Amministrazione provinciale competente territorialmente.

Le linee guida regionali individuano le aree non idonee alla localizzazione degli impianti (vedi tab. 1) e le aree di attenzione che, per le loro caratteristiche, meritano in fase di istruttoria degli approfondimenti sia sotto il profilo della documentazione da produrre a cura del

proponente, sia sotto il profilo della valutazione che l'Autorità competente dovrà effettuare nell'ambito dei procedimenti autorizzativi.

Le aree individuate costituiscono un quadro di riferimento e orientamento per la localizzazione dei progetti di alcune tipologie di impianti, in particolare i grandi impianti con potenze elettriche superiori a 1 MW.

Le aree di attenzione di rilevanza agricola sono costituite dai terreni nei quali sia in atto la coltivazione di produzioni agricole di pregio tutelate dall'Unione Europea e/o dalla Regione Piemonte. Le aree di attenzione diventano aree inidonee nel caso in cui si verifichino, contemporaneamente, tre condizioni:

- 1) l'ubicazione degli impianti è prevista in una delle aree geografiche definite dai disciplinari o dalle schede di ciascun prodotto;
- 2) le particelle interessate sono classificate dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola;
- 3) al momento della domanda di autorizzazione i terreni agricoli interessati siano effettivamente coltivati con i prodotti agricoli oggetto di tutela.

Progettazione e localizzazione di impianti su terreni agricoli

La progettazione dei nuovi impianti, la loro localizzazione e le soluzioni tecnologiche da adottare devono analizzare le condizioni di possibile inidoneità stabilite dalle linee guida regionali.

L'inidoneità è riferibile solamente ai terreni sui quali sarà realizzato l'impianto e le sue pertinenze, ovvero ai terreni che saranno oggetto di impermeabilizzazione. Per i terreni utilizzati per la produzione della biomassa che sarà destinata all'alimentazione dell'impianto valgono le vecchie norme per la coltivazione dei terreni agricoli e l'utilizzo dei boschi (es. taglio di specie forestali, lotte obbligatorie contro organismi nocivi, utilizzo agronomico di terreni in zone vulnerabili da nitrati, ecc), garantendo piena libertà per l'agricoltore di scegliere il tipo di produzione che reputa più opportuna.

L'istanza di autorizzazione unica di un impianto a biomasse su terreni agricoli è costituita da un progetto definitivo redatto a cura del proponente la cui documentazione minima - pena l'improcedibilità dell'istanza - è prevista dall'allegato 1 della DGR n. 5-33149 del 30 gennaio 2012; tra gli elaborati previsti si evidenzia:

- la documentazione da cui risulti la disponibilità dell'area su cui realizzare l'impianto e le opere connesse;
- nel caso di un impianto localizzato su terreni classificati dal P.R.G.C. vigente a destinazione d'uso agricola, il progetto deve essere corredato da una relazione agronomica che verifichi le interferenze con aree agricole inidonee o di attenzione;
- deve sempre essere redatta una relazione tecnica che descriva le caratteristiche della biomassa utilizzata, con analisi della producibilità attesa, le modalità di approvvigionamento e la provenienza della risorsa utilizzata. In particolare la relazione deve indicare quali delle biomasse utilizzate provengono da boschi, colture dedicate, da scarti e sottoprodotti agricoli e loro trasformati. Nel caso di colture dedicate, coltivate nel territorio regionale, la relazione deve anche individuare la superficie agricola utilizzata (S.A.U.) regionale interessata e la sua quantificazione a livello comunale ovvero l'elenco delle particelle catastali interessate;
- nel caso di impianti a biogas, per garantire la producibilità dell'impianto, le biomasse utilizzate devono essere effettivamente disponibili almeno nella misura del 70% dell'approvvigionamento necessario al funzionamento dell'impianto stesso. Qualora l'approvvigionamento avvenga da colture dedicate coltivate nel territorio regionale, la disponibilità effettiva deve essere dimostrata attraverso idonei contratti preliminari o definitivi. La relazione tecnica deve inoltre illustrare il piano di utilizzo e spandimento del digestato. Nel caso in cui lo spandimento avvenga su terreni in ambito regionale, la relazione deve dimostrare la disponibilità effettiva, attraverso idonei contratti preliminari o definitivi, di almeno il 70% della superficie necessaria all'utilizzo agronomico del digestato, deve individuare la superficie regionale interessata e la sua quantificazione a livello comunale, ovvero l'elenco delle particelle catastali interessate. Qualora parte del digestato non sia oggetto di utilizzo agronomico sul territorio regionale, la relazione deve indicare il differente utilizzo previsto (es. utilizzo extra-agricolo, depurazione, ecc.) e il relativo quantitativo.

La redazione di un attendibile piano di approvvigionamento delle materie prime utilizzate è utile al proponente ed alla collettività per valutare l'effettiva producibilità dell'impianto e quindi la sostenibilità economica e finanziaria del progetto, oltre a costituire un importante elemento

di analisi delle possibili ricadute sociali occupazionali ed economiche del progetto a livello locale.

Tabella 1

impianti per la produzione di energia elettrica da biomasse			
Aree inidonee (limitatamente alle superfici occupate dagli impianti e dalle loro pertinenze)	tipologia impianti (potenza elettrica)		
	<=250 Kw	>250<=1MW	>1MW
Siti UNESCO – zone tampone	non idonei	non idonei	non idonei
Siti UNESCO candidature in atto – Core Zone	idonei	idonei	non idonei
Beni culturali	non idonei	non idonei	non idonei
Beni paesaggistici	non idonei	non idonei	non idonei
Vette e crinali montani e pedemontani	non idonei	non idonei	non idonei
Tenimenti dell'Ordine Mauriziano	idonei	idonei	non idonei
Beni culturali ambientali	non idonei	non idonei	non idonei
Comuni ricadenti nella Zona di Piano del Piano Regionale di Tutela e Risanamento della Qualità dell'Aria			
• FILIERA LIGNO-CELLOLOSICA	idonei con cogenerazione PES>0%	idonei con cogenerazione PES>0%	idonei con cogenerazione PES>0%
• FILIERA BIOLIVIDI	idonei con cogenerazione PES>10%	idonei con cogenerazione PES>10%	idonei con cogenerazione PES>10%
• BIOGAS	idonei con cogenerazione PES>0% + idonea copertura vasche	idonei con cogenerazione PES>0% + idonea copertura vasche	idonei con cogenerazione PES>0% + idonea copertura vasche
aree con elevato carico azotato (> 50 kg/ha/a) - BIOGAS	idonei se il digestato è costituito per >50% da scarti e/o reflui zootecnici	idonei se il digestato è costituito per >50% da scarti e/o reflui zootecnici	idonei se il digestato è costituito per >50% da scarti e/o reflui zootecnici
Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico	non idonei per il periodo di vincolo d'uso	non idonei per il periodo di vincolo d'uso	non idonei per il periodo di vincolo d'uso
Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale, nonché ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo			
• FILIERA LIGNO CELLULOSICA- BIOLIVIDI	idonei	idonei	non idonei
• BIOGAS	idonei	Idonei se la superficie utilizzata è < di 15.000 mq	Idonei se la superficie utilizzata è < di 15.000 mq
Comuni ad elevato carico zootecnico - BIOGAS	idonei	idonei se il digestato è costituito per >50% da scarti e/o reflui zootecnici	idonei se il digestato è costituito per >50% da scarti e/o reflui zootecnici
Popolamenti forestali per la raccolta dei semi (boschi da seme)	non idonei	non idonei	non idonei
Boschi oggetto di miglioramenti forestali realizzati con contributi pubblici	non idonei	non idonei	non idonei
Impianti boschi naturaliformi permanenti	non idonei	non idonei	non idonei
Aree di pianura di piantagioni di arboricoltura da legno a ciclo medio lungo	non idonei	non idonei	non idonei
Aree boscate costituenti habitat d'interesse comunitario	non idonei	non idonei	non idonei
Aree in dissesto idraulico e idrogeologico	non idonei	non idonei	non idonei

Per le analisi territoriali e ambientali sulle aree agricole sono disponibili in rete molti dati in libera consultazione. Le linee guida regionali (D.G.R. 30 gennaio 2012, n. 6-3315) definiscono i riferimenti cartografici per ogni tipologia di area inidonea, ivi compresi i siti internet consultabili. Le Linee guida regionali sono consultabili all'indirizzo:

<http://www.regione.piemonte.it/governo/bollettino/abbonati/2012/05/siste/00000150.htm>

P.R.G.C.

L'analisi della possibile inidoneità ha come punto di partenza la verifica della destinazione urbanistica del terreno interessato dalla localizzazione dell'impianto. I dati di destinazione

d'uso sono stabiliti dal Piano Regolatore Generale Comunale vigente che è consultabile presso gli uffici dei comuni interessati oppure on line per i comuni che offrono questo tipo di servizio. A livello regionale e provinciale è possibile accedere a servizi cartografici on line di mosaicatura dei piani regolatori.

Di seguito si elencano alcuni siti utili:

- <http://www.regione.piemonte.it/geopiemonte/>
- <http://www.regione.piemonte.it/repcarj/welcome.do?ric=1>
- <http://cartografia.provincia.biella.it/on-line/Home.html>
- <http://www.regione.piemonte.it/disuw/main.php>

Geo-servizi WMS disponibili - mosaicatura piani regolatori

- http://geomap.reteunitaria.piemonte.it/ws/urbasv/rp-01/urbawms/urba_prgc_wms

Aree agricole

Le aree irrigue e la capacità d'uso dei terreni è verificabile attraverso il servizio web gis:

- http://www.sistemapiemonte.it/agricoltura/sibi_web/

Il proponente, qualora ritenga di effettuare un approfondimento a scala aziendale in relazione all'attribuzione della classe di capacità d'uso dei suoli e di proporre una riclassificazione delle aree di interesse, può presentare istanza alla Direzione regionale Agricoltura corredata da una relazione pedologica redatta secondo le modalità e le indicazioni contenute nella deliberazione della Giunta regionale n. 88 – 13271 dell'8 febbraio 2010¹⁰.

L'elenco dei **Comuni ad elevato carico zootecnico**, è consultabile all'indirizzo:

- http://www.regione.piemonte.it/agri/dwd/dd78_06022012.pdf

Per le **aree di attenzione di rilevanza agricola** è necessario stabilire se sui terreni su cui si intende realizzare l'impianto siano presenti, al momento dell'istanza, colture di prodotti di qualità DOCG, DOC, DOP, IGP, PAT che prevedano espressamente nei loro disciplinari l'individuazione di una specifica area geografica di produzione. L'informazione se il prodotto in questione sia o meno oggetto di tutela è ben conosciuta dall'agricoltore che lo coltiva. Lo stesso agricoltore - se non ha contratto vincoli di destinazione d'uso in seguito al percepimento di finanziamenti pubblici - può, come è logico, modificare in ogni momento il piano colturale dell'appezzamento.

In ogni caso si segnalano i seguenti indirizzi:

- il Piemonte del gusto: <http://www.regione.piemonte.it/agri/vetrina/>
- Vini DOC DOGG: <http://www.regione.piemonte.it/agri/viticultura/politiche/elenco.htm>;

In ultimo si segnala che presso il Ministero dello Sviluppo Economico sono in discussione due importanti provvedimenti che si spera vengano approvati a breve:

- Il decreto burden sharing (letteralmente "condivisione degli oneri") che assegna alle Regioni le quote complessive di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia da conseguire nel 2020. L'obiettivo al 2020 stabilito dal Piano di Azione Nazionale (PAN) di produzione di energia (elettricità + riscaldamento + raffreddamento + trasporti) da fonti rinnovabili è di 22.617 ktpe (17% del consumo finale lordo previsto). Nel 2010 la quota di produzione nazionale si è attestata a circa 10.615 ktpe (fonte GSE) quindi per raggiungere gli obiettivi fissati per il 2020 almeno 12.000 ktpe dovranno essere prodotte da nuovi impianti.
- Il decreto che definirà le modalità di accesso e il valore dei nuovi incentivi alla produzione di energia rinnovabile per gli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 2013.

Fonte: Quaderni della Regione Piemonte - Collana "Agricoltura" - Anno XVI - n.76 - Marzo 2012

1. DECRETO DEL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO 10 settembre 2010 (in Gazz. Uff., 18 settembre, n. 219). - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

2. DECRETO LEGISLATIVO 3 marzo 2011, n. 28 (in Suppl. ordinario n. 81 alla Gazz. Uff., 28 marzo 2011, n. 71). - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

3. di cui all'articolo 6, comma 11, D.lgs 3 marzo 2011, n. 28.

4. di cui all'articolo 6 del D.lgs 3 marzo 2011, n. 28.

5. di cui all'articolo 12 del D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387, come modificato dall'articolo 5 del D.lgs 3 marzo 2011, n. 28.

6. Deliberazione della Giunta Regionale 30 gennaio 2012, n. 5-3314 Indicazioni procedurali in ordine allo svolgimento del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, relativo al rilascio dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

7. Deliberazione della Giunta Regionale 30 gennaio 2012, n. 6-3315 Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biomasse, ai sensi del paragrafo 17.3. delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010.

8. PES=risparmio di energia primaria

9. <http://www.regione.piemonte.it/governo/bollettino/abbonati/2012/05/siste/00000149.htm>

10. I manuali operativi e di campagna e la scheda per la descrizione delle osservazioni di campagna che costituiscono la metodologia regionale sono scaricabili dal sito web della Regione alla pagina: http://www.regione.piemonte.it/agri/suoli_terreni/documentazione/capacita.htm



NOTA STAMPA

Prosiel: una precisazione sui Patti in deroga

Prosiel intende esprimere le proprie perplessità a fronte di opinioni relative alla possibilità di derogare alla vigente legislazione in materia di impianti elettrici per ambienti domestici ed alle relative norme tecniche che, secondo voci che circolano a tale riguardo, potrebbero essere applicate solo in parte dall'installatore e su richiesta specifica del cliente.

Riteniamo che così si rischi di dare informazioni confuse e scarsamente cautelative sia per gli installatori sia per gli utenti finali.

Infatti, la legge (Legge 186/1968 e DM 37/2008) richiede (inderogabilmente) che gli impianti elettrici debbano essere realizzati e costruiti a regola d'arte.

A tal fine, l'installatore ha a disposizione due alternative: applicare la vigente norma tecnica e, in tal caso, beneficiare della presunzione di conformità alla regola dell'arte; oppure, effettuare lui stesso un'analisi dei rischi dell'impianto, documentando puntualmente nella dichiarazione di conformità le soluzioni tecniche individuate ed applicate per azzerare tali rischi.

La mera opinione relativa alla possibile applicazione parziale delle norme tecniche, scindendone gli aspetti prestazionali da quelli di sicurezza - sulla base peraltro di una valutazione del tutto soggettiva dell'installatore - non trova riscontro nelle norme tecniche per le quali sicurezza e prestazioni appaiono strettamente correlate e facenti parte di un unico corpo normativo.

Ricordiamo che l'impianto deve essere realizzato a regola d'arte e che gli installatori per legge sono i soggetti responsabili della corretta esecuzione degli impianti, senza che sia possibile scaricare le loro responsabilità sui clienti sulla base di accordi o patti con i clienti medesimi, trattandosi di responsabilità poste a tutela dell'utente finale.

PROSIEL è un'Associazione senza scopo di lucro, nata nel 2000, che ha come obiettivo la promozione della sicurezza e della qualità dell'impianto elettrico. Si propone quale punto di riferimento della filiera per il dialogo con le istituzioni pubbliche sulle tematiche di sicurezza relative all'impiantistica elettrica. È costituita dai seguenti Soci: **ANIE** (Federazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche); **ARAME** (Associazione Nazionale Rappresentanti Agenti Materiale Elettrico); **ASSISTAL** (Associazione Nazionale Costruttori Impianti); **CEI** (Comitato Elettrotecnico Italiano); **CNA** (Confederazione Nazionale dell'Artigianato e della Piccola e Media Impresa); **CNI** (Consiglio Nazionale Ingegneri); **CNPI** (Consiglio Nazionale dei Periti Industriali e dei Periti Industriali Laureati); **CONFARTIGIANATO** Eletttricisti; **ENEL DISTRIBUZIONE**; **FEDERUTILITY** (Federazione delle Imprese Energetiche e Idriche); **FME** (Federazione Nazionale Grossisti e Distributori di Materiale Elettrico); **IMQ** (Istituto Italiano del Marchio di Qualità); **RASSEGNE** (Ente fieristico); **UNAE** (Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti); **UNC** (Unione Nazionale Consumatori).



Terzo appuntamento dei Seminari CEI-Socomec dedicati agli UPS: Torino, il 23 maggio 2012

Il prossimo appuntamento dei Seminari CEI dedicati ad analizzare i criteri di scelta, installazione e manutenzione dei gruppi di continuità e realizzati in collaborazione con una sua azienda Associata, Socomec UPS, **si terrà a Torino il 23 maggio 2012, presso il Politecnico, dalle ore 14,30 alle ore 18,30.**

I gruppi di continuità, o UPS, sono utilizzati per garantire un flusso di energia elettrica anche in caso di interruzioni della fornitura. Consapevole dell'importanza e utilità di questi dispositivi e del proprio ruolo istituzionale nel rappresentare un punto di riferimento per le aziende Associate e per gli operatori del settore, **il CEI ha organizzato 9 appuntamenti, interamente dedicati al mondo UPS, da tenersi in altrettante città italiane, nel corso del 2012.**

Il Seminario di Torino si occuperà di illustrare i nuovi requisiti normativi nella scelta e nell'installazione degli UPS, i vincoli e gli aspetti progettuali della scelta, del dimensionamento e della manutenzione di questi dispositivi. Nel corso dell'incontro verranno, inoltre, presentati i **sistemi di continuità UPS e CPSS**, il risparmio energetico e TCO e l'esclusivo **software di configurazione Socodata**, un utile strumento di supporto per gli operatori del settore che si occupano di progettazione dei sistemi di continuità. Il software Socodata verrà anche dato in dotazione a tutti i partecipanti.

Com'è consuetudine, ampio spazio al dibattito tra i relatori e il pubblico verrà riservato al termine dell'incontro. In Base al Regolamento per la Formazione Continua, la partecipazione al Seminario dà diritto al riconoscimento di **n. 3 crediti formativi**.

La partecipazione al Seminario è gratuita, previa iscrizione on-line compilando la scheda dal sito CEI www.ceiweb.it alla voce Convegni e Seminari, oppure inviando la scheda via e-mail a relazioniesterne4@ceiweb.it entro il 21/05/2012.

Il calendario prevede inoltre altri 6 appuntamenti nelle seguenti città: Catania, Cagliari, Bologna, Bari, Treviso, Ancona

Per ulteriori informazioni:
CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano
Comunicazione e Promozione
Silvia Berri
Tel. 02 21006.207/313

Via Saccardo 9 – 20134 Milano
Fax 02 21006.210
E-mail: relazioniesterne@ceiweb.it
<http://www.ceiweb.it>

UNAE – Albo delle Imprese d'Installazione di Impianti
è una Associazione Nazionale culturale, volontaria, senza scopo di lucro

UNAE persegue, attraverso la formazione e la qualificazione delle Imprese, il miglioramento tecnico nell'esecuzione degli impianti elettrici, promuovendo iniziative utili alla crescita professionale delle imprese di installazione.

I nostri corsi

Titolo	Obiettivi
Principi di sicurezza degli impianti elettrici (*)	Fornire la conoscenza dei principi tecnici e di sicurezza intrinseca degli impianti quale base propedeutica per affrontare la formazione specialistica (corsi sulla sicurezza e sulla manutenzione cabine); delle normative fondamentali di legge e tecniche riguardanti gli impianti elettrici; degli elementi più significativi per la costruzione, la progettazione e le verifiche degli impianti elettrici.
Lavori su impianti elettrici (*)(&)	Formare il personale che già opera, con conoscenze pratiche, sugli impianti della distribuzione pubblica e utilizzatori di I e II Categoria. Fornire elementi ai Datori di Lavoro per la valutazione del personale nell'affidamento dei compiti, con particolare riferimento ai rapporti operativi con il Committente. Fornire linee d'indirizzo ai D. L. per la valutazione dei rischi aziendali.
Manutentore di cabine di trasformazione MT/BT del cliente finale (*)	Formare il personale che già opera nel settore della costruzione e manutenzione delle cabine elettriche di MT/BT, integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi (di legge e di buona tecnica) inerenti l'esecuzione della manutenzione degli impianti secondo i metodi della regola dell'arte Fornire ai Datori di Lavoro delle imprese di manutenzione indicazioni per la valutazione del proprio personale e l'aggiornamento del Piano della Sicurezza dei rischi aziendali rispetto anche alle disposizioni per il controllo del rischio elettrico introdotte dalla III edizione della norma CEI 11-27.
Aggiornamento per il personale operativo delle imprese appaltatrici di ENEL (*) (§)	Rivolto al personale dipendente delle imprese appaltatrici di Enel S.p.A. addetto allo svolgimento di attività nel settore degli impianti elettrici AT, MT e BT., già in possesso di un attestato di idoneità per profili professionali (A,B,C,D,E,F,G,H,QSA).
Seminario "Le installazioni fotovoltaiche e le applicazioni del «conto energia»"	Fornire conoscenze di base sul principio della conversione fotovoltaica. Fornire elementi sulle modalità installative degli impianti fotovoltaici integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi, elementi per il collaudo e messa in esercizio degli impianti. Illustrare le procedure per la connessione in rete degli impianti realizzati, analizzare i sistemi di incentivazione ed effettuare alcune valutazioni di natura economica.
Il preposto ai lavori (#)	Formare per conto dei datori di lavoro il personale chiamato a ricoprire il ruolo di Preposto sia sui principi informativi della legislazione della sicurezza sia sugli aspetti connessi all'applicazione delle misure di sicurezza a valle della valutazione dei rischi aziendali.

(*) Corso certificato UNI EN ISO 9001:2008 per la progettazione ed erogazione di attività formative EA37

(#) Conforme ai contenuti dell'articolo 37 del Testo Unico sulla Sicurezza (D.lgs 81/2008 e s.m.i.)

(&) Corso di formazione conforme al modulo 1A+2A della norma CEI 11-27

(§) Conforme alle Specifiche Enel APR 037, Rev.01 e al regolamento tecnico di Accredia RT 13, rev. 00)

Per maggiori informazioni contatta la sede regionale più vicina o vai su www.unae.it

Notiziario Aiel Irpaies

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE
Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti

ANNO XXXXIII
N. 4 – LUGLIO/AGOSTO 2012

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107 del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino

Direttore Responsabile: [Antonello Greco](#)

Chiuso in redazione il 26 giugno 2012

Distribuito gratuitamente su: www.unae.it

Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta

Presidente: Antonio Serafini

Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino

tel. 011 746897 – fax. 011 3819650

Codice Fiscale 80099330013

Partita IVA 07651840014

e-mail: info@unae-irpaies.it

Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail comunicando l'indirizzo a: info@unae-irpaies.it. I dati personali saranno raccolti nella banca-dati ad uso redazionale presso la nostra sede di Torino cui gli interessati potranno rivolgersi ed esercitare i diritti previsti dalla Legge 675/96.

Informativa conforme all'articolo 2, comma 2 del Codice deontologico relativo al trattamento dei dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica (art. 25 - Legge n. 675/96).

Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di rifiutare qualsiasi articolo o inserzione. Le opinioni e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli non impegnano la Redazione.

Riproduzione riservata: È vietata la riproduzione, ritrasmissione, fotocopia, immissione in reti internet o intranet, su server di rete, copie via e-mail, rassegne stampa o altro modo di diffusione delle notizie o servizi pubblicati senza autorizzazione dell'UNAE Piemonte e Valle d'Aosta.

SOMMARIO

NORMA CEI 0-21	1
NOTIZIE TECNICHE DALLA SEGRETERIA TECNICA: NORMATIVA PER LA CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE PUBBLICHE DI AT, MT E BT DEGLI UTENTI PASSIVI	2
CIRCOLARE UNAE EMILIA E ROMAGNA: NUOVA DISCIPLINA DELLA QUALITÀ DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL PERIODO 2012-2015	11
LETTERA CIRCOLARE: LEGGE 46/1990 - CONVERSIONE D'UFFICIO ISCRIZIONE	16
LA PROGETTAZIONE ECOCOMPATIBILE DEI PRODOTTI CONNESSI ALL'ENERGIA	19
PERCHÉ UNAE	22

EDITORIALE

NORMA CEI 0-21



ANTONELLO GRECO

In vigore dal 1° luglio la seconda edizione della "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica", Norma Cei 0-21:2012-06.

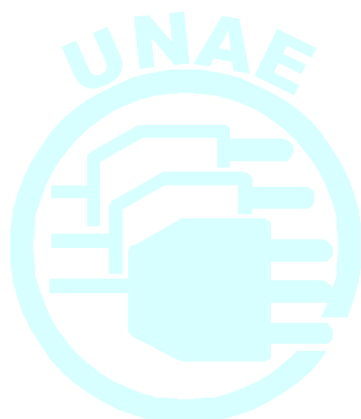
La nuova edizione riporta le modifiche necessarie per rispettare quanto previsto nella Delibera 84/2012/R/EEL che fissa alcuni criteri per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, di cui abbiamo parlato diffusamente nello scorso numero del Notiziario.

Il documento è scaricabile on-line gratuitamente sul sito web del Comitato Elettrotecnico Italiano: www.ceiweb.it

Ma veniamo a questo numero che anticipa il periodo estivo, in attesa di ulteriori novità per il settore elettrico, come la nuova edizione della Norma Cei 64-8 ed il Quinto conto energia di cui parleremo nel prossimo numero di settembre/ottobre.

In questa edizione affrontiamo i temi della normativa per la connessione alle reti elettriche degli utenti passivi (da pagina 2) e della qualità dell'energia elettrica (da pagina 11). La lettera circolare del Ministero dello Sviluppo economico riprodotta da pagina 16 affronta il tema della conversione d'ufficio, a cura delle Camere di Commercio, dell'Industria e dell'Artigianato, delle abilitazioni dalla ex Legge 46/90 al DM 37/08. Infine riproduciamo un articolo estratto dal Dossier pubblicato su U&C n.4 - Aprile 2012 sulla progettazione ecocompatibile dei prodotti connessi all'energia (da pagina 19).

Auguri a tutti i soci ed ai nostri affezionati lettori, buone vacanze.





Segreteria Tecnica

NOTIZIE TECNICHE**Normativa per la connessione alle reti elettriche
pubbliche di AT, MT e BT degli utenti passivi****Premessa**

In data 29-12-2011 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha assunto la delibera ARG/elt 199/11 - Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Contestualmente sono stati resi esecutivi, in quanto parti integranti e sostanziali di detto provvedimento, i seguenti documenti:

- il Testo integrato delle disposizioni dell'AEEG per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2012-2015 (TIT - Allegato A);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'AEEG per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (TIME -Allegato B);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'AEEG delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC - Allegato C).

Le disposizioni in argomento^[1] si applicano agli utenti passivi. Per quelli attivi (utenti produttori) le condizioni tecniche ed economiche sono stabilite dalla delibera 4-8-2010- ARG/elt 125/10, più in particolare dall'Allegato A, generalmente noto come TICA^[2].

Conseguentemente la delibera n. 348/07^[3] e successive integrazioni e modificazioni continuano ad essere applicate limitatamente alla definizione delle partite di competenza del periodo anteriore al 1-01-2012.

Particolare interesse riveste il TIC che regola, per il prossimo quadriennio, le condizioni economiche per la connessione dei clienti finali alle reti di distribuzione. Esso è strutturato in quattro parti:

- Parte I Introduzione, definizioni e ambito di applicazione;
- Parte II Disposizioni per il servizio di connessione alle reti elettriche;
- Parte III Regole per le prestazioni specifiche;
- Parte IV Disposizioni finali.

In questo contesto si dà conto delle regole e dei contributi che devono essere corrisposti per la realizzazione delle connessioni permanenti ordinarie in BT, MT e AT, le connessioni temporanee in BT e MT, i corrispettivi a copertura dei costi delle connessioni permanenti particolari, nonché altre prestazioni specifiche quali gli spostamenti d'impianti e gruppi di misura. I contributi riportati nelle tabelle da 1 a 7 del TIC, nel periodo 2012-2015, sono aggiornati annualmente in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 11.1 del TIT.

Criteri generali

L'utente singolo che richiede la connessione alla rete deve indicare:

- il fabbisogno di potenza;
- la tensione di alimentazione;
- l'ubicazione del punto di prelievo.

Le richieste avanzate per una pluralità di clienti devono invece essere corredate:

- dalla documentazione progettuale dell'insediamento;
- dal numero dei punti di prelievo da connettere;
- dall'indicazione della tensione di alimentazione;
- dal fabbisogno complessivo di potenza.

A proposito del livello della tensione d'alimentazione un aspetto significativo, per altro già introdotto nella precedente regolamentazione per gli anni 2008-2011, riguarda il limite di potenza disponibile che può essere connessa alla rete di distribuzione in BT elevato da 33 a 100 kW, salvo espressa richiesta dell'utente di essere connesso alla rete a MT (art. 5.4).

Ciò è dovuto all'aumentata elettrificazione del territorio, soprattutto in termini di numero di cabine di trasformazione MT/BT, che ha ridotto la lunghezza media delle linee BT a valori tali da garantire la trasportabilità del suddetto livello massimo di potenza entro la tolleranza ammessa per la caduta di tensione[4].

In deroga al principio dell'unicità del punto di prelievo, le utenze domestiche in bassa tensione possono richiedere l'installazione di un secondo punto di prelievo, destinato esclusivamente all'alimentazione di pompe di calore per il riscaldamento degli ambienti, anche di tipo reversibile. Tali punti di prelievo possono essere utilizzati anche per l'alimentazione di infrastrutture di ricarica private per veicoli elettrici.

In risposta alla domanda di connessione il gestore deve sempre produrre, salvo i casi che si tratti di un lavoro sulla rete BT di tipo semplice[5] d'importo a carico del utente predeterminabile, una lettera offerta come stabilito dall'art. 84.3 della Parte II dell'Allegato A del TIQE.

L'offerta deve sintetizzare il contenuto del preventivo evidenziando, oltre ai tempi di risposta per l'esecuzione del lavoro:

- l'indicazione del tempo massimo di esecuzione della prestazione richiesta nonché l'indicazione dell'entità dell'indennizzo automatico a favore del richiedente in caso di mancato rispetto degli standard di attesa stabiliti[6];
- le componenti di costo, ed in particolare, ove previsto dalla normativa tariffaria, quelle relative alla manodopera e/o alle prestazioni di terzi, ai materiali, alle forniture e alle spese generali;
- gli elementi necessari per l'esecuzione del lavoro richiesto, compresi i lavori eventualmente da realizzarsi a cura del richiedente[7] e le concessioni, autorizzazioni o servitù che eventualmente lo stesso richiedente deve richiedere per consentire l'esecuzione del lavoro, con adeguata documentazione tecnica;
- l'eventuale documentazione che, in caso di accettazione del preventivo, il richiedente deve presentare per l'attivazione della fornitura;
- la stima dei tempi previsti per l'ottenimento degli atti autorizzativi eventualmente necessari per l'esecuzione del lavoro richiesto;
- le modalità di manifestazione di accettazione del preventivo.

Il preventivo per l'esecuzione di lavori sulla rete di BT deve avere validità non inferiore a tre mesi e a sei mesi negli altri casi.

A riguardo dei costi non forfetari da addebitare al richiedente, rimane non completamente trasparente la voce relativa alle spese generali, ancora fissata nella misura ragguardevole del 20%.

Al riguardo, secondo l'AEEG, le spese generali dovrebbero coprire "gli oneri amministrativi, gli eventuali oneri relativi all'ottenimento di servitù ed espropri e degli oneri connessi con le pratiche di elettrodotto in genere, purché rientranti nei limiti di norma e non conseguenti a particolari istanze del richiedente che non ne consentano il mantenimento entro tali limiti di norma " (vedi la definizione di "spesa relativa").

Formulazione non del tutto chiara anche per la chiamata in causa del richiedente su aspetti tutti interni attinenti gli oneri propri dell'attività del Distributore[8].

I contributi di connessione, come specificato più avanti, sono calcolati con riferimento alle distanze in linea d'aria da cabine secondarie di trasformazione MT/BT o da cabine primarie AT/MT, in servizio da almeno cinque anni.

In tal senso sulle stesse deve essere apposta una targa visibile che riporti la data di messa in servizio dell'impianto.

Qualora sussistano incertezze sulla determinazione delle distanze di cui sopra il richiedente è tenuto a fornire un estratto catastale autentico che riporti il fabbricato da connettere.

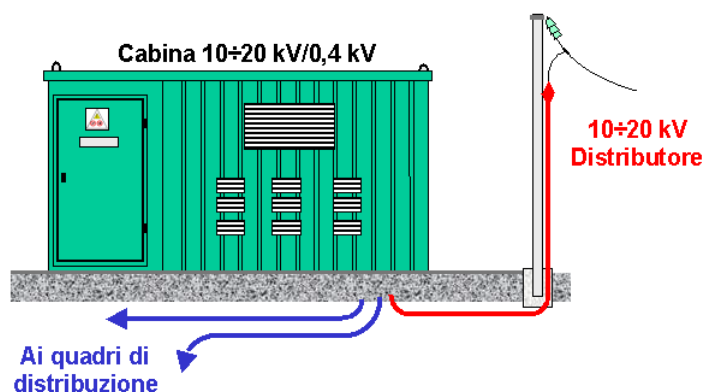


Fig. 1. Connessioni temporanee in MT (uso cantiere).

Non appare giustificato il trasferimento dei maggiori oneri a carico del richiedente nel caso che la soluzione di minimo tecnico[9] sia impedita dai particolari vincoli (ad esempio di tipo paesaggistico) posti dalle autorità competenti[10].

Maggiori oneri che sono quantificati nel raddoppio della parte del contributo relativa alle quote assegnate alle distanze di cui sopra (art. 6.5).

Inoltre nel caso di soluzioni tecniche diverse e più onerose del minimo tecnico richieste dall'utente lo stesso deve accollarsi i maggiori costi[11].

Si distinguono tre tipi di connessione:

- a) permanenti ordinarie;
- b) permanenti particolari;
- c) temporanee.

Per le connessioni particolari è rimasta la stessa formulazione del provvedimento CIP n. 42/86 (Titolo V) comprese alcune indeterminanze che hanno creato interpretazioni e prassi non sempre coerenti[12].

Sono considerate temporanee (fig. 1) le connessioni la cui durata prevista è inferiore a un anno, rinnovabile di un ulteriore anno, a meno delle connessioni temporanee dedicate ai cantieri[13].

Per queste ultime la durata massima è di 3 anni, rinnovabile di ulteriori 3 anni, conformemente alle concessioni edilizie rilasciate ai medesimi utenti. Fino a 30 kW, è facoltà del Distributore limitare, con una tolleranza del 10% la potenza messa a disposizione del utente.

Negli altri casi, fermo restando l'obbligo del utente di non prelevare una potenza superiore a quella disponibile[14], in casi di superi della stessa intervenuti in almeno due distinti mesi nell'anno solare è previsto il Distributore possa procedere d'ufficio all'addebito dei contributi per l'adeguamento della potenza disponibile (valore massimo della potenza prelevata nel mese misurata ogni 15 minuti).

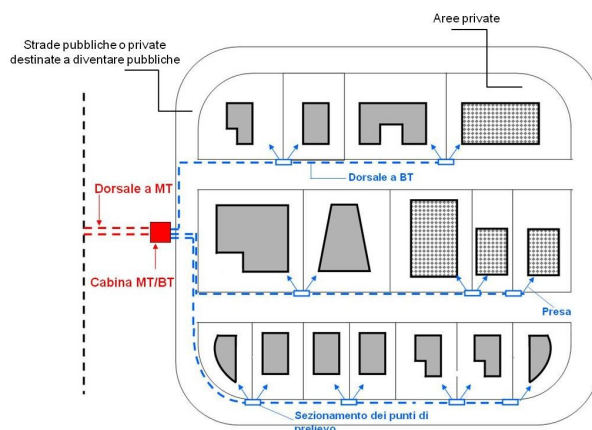


Fig. 2. Connessioni plurime in un insediamento (lottizzazione) artigianale.

Riproposto pressoché integralmente l'obbligo per i richiedenti, fatta eccezione per le connessioni riguardanti edifici fino a quattro unità immobiliari, di rendere disponibili locali o porzioni di terreno adeguati alla realizzazione di cabine elettriche a condizione che il Distributore dimostri l'impossibilità di effettuare le connessioni dagli impianti esistenti (fig. 2). In merito è auspicabile un'attenta vigilanza da parte dell'AEEG in quanto l'esperienza dimostra che non sempre i Distributori intendono riconoscere il valore venale di mercato, per il trasferimento di un'area di terreno, di un locale isolato o di una porzione di fabbricato da adibire alla realizzazione di una cabina di trasformazione MT/BT.

Non è infrequente, infatti, che sia imposta, nel caso delle locali cabine, la stipulazione di un contratto di servitù d'elettrodotto, a fronte della corresponsione di un indennizzo ricognitorio, che di fatto costituisce un trasferimento in uso esclusivo al Distributore.

Con la conseguenza che il richiedente, rimanendo proprietario catastale dell'immobile, deve accollarsi la manutenzione straordinaria, le relative imposte e altro ancora. Inoltre andrebbe tenuto presente che nella valorizzazione dei locali o dei terreni si deve tenere conto di eventuali vincoli sulle aree limitrofe dovuti all'esposizione ai campi elettromagnetici, secondo la L. n. 36/01 e successivi decreti attuativi[15].

Altrettanta attenzione merita l'applicazione della disposizione che pone a carico del richiedente l'esecuzione di determinate opere murarie.

Queste devono riguardare solamente l'installazione e l'alloggiamento del gruppo di misura (da installarsi nelle immediate vicinanze del punto di prelievo, in posizione accessibile alle maestranze che esercitano la rete anche in assenza del utente[16]) e non altre opere quali le canalizzazioni per le reti dorsali che insistono su pertinenze comuni destinate a diventare pubbliche.

Se il Distributore chiede, ad esempio, per ragioni di celerità di esecuzione delle opere di anticipare le canalizzazioni sulle strade di lottizzazione destinate a diventare pubbliche prima dell'asfaltatura, i costi sostenuti in tal senso dal richiedente devono essere allo stesso rimborsati.

Disposizioni per le connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione

Il contributo di connessione C è essenzialmente costituito da due componenti: una quota distanza ($Q_f + Q_a$) più una quota funzione dell'entità della potenza richiesta ($Q_p P_d$).

Per una nuova connessione singola C vale:

$$C = Q_f + Q_{a1} + Q_{a2} + Q_{a3} + Q_p P_d + Q_{amm}$$

Dove:

Q_f quota fissa;

$Q_a = Q_{a1} + Q_{a2} + Q_{a3}$ quote distanza aggiuntive (variabile – Tab. 1);

Q_p quota potenza;

P_d potenza disponibile in kW;

Q_{amm} quota fissa a copertura di oneri amministrativi.

I valori per l'anno 2012 sono riportati nella tab. 1.

Tab. 1

Q_f	183,62 €	Fino a 200 metri della cabina di riferimento
Q_{a1}	92,05 €	Quota da aggiungere per ogni 100 m o frazione superiore a 50 m eccedenti la distanza di 200 m dalla cabina esistente, fino alla distanza di 700 m
Q_{a2}	183,62 €	Quota da aggiungere per ogni 100 m o frazione superiore a 50 m eccedenti la distanza di 700 m dalla cabina esistente, fino alla distanza di 1200 m
Q_{a3}	367,25 €	Quota da aggiungere per ogni 100 m o frazione superiore a 50 m eccedenti la distanza di 1200 m dalla cabina esistente
Q_p	69,04 €	---
Q_{amm}	27,52 €	---

Per la determinazione della quota distanza vedasi fig. 3.

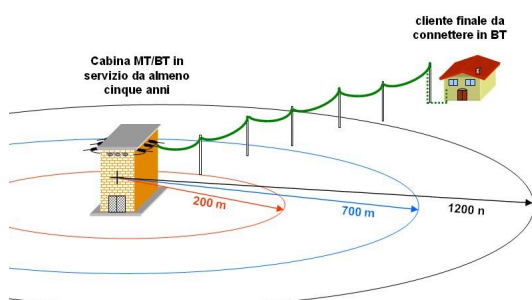


Fig. 3. Raggi per la determinazione della quota distanza nei contributi di connessione di utenti BT.

I contributi a forfait come sopra calcolati sono a copertura dei costi sostenuti per la realizzazione delle connessioni, comprensivi degli oneri relativi alle opere elettriche di urbanizzazione primaria (linee a MT e cabine di trasformazione MT/BT).

Nel caso in cui l'elettificazione di centri residenziali, di aree lottizzate, di aree destinate a pluralità d'insediamenti industriali, artigianali e commerciali avvenga anteriormente all'attivazione dei singoli punti di prelievo, anche se è necessario realizzare opere di urbanizzazione primaria, il richiedente è tenuto a corrispondere al Distributore, per ciascun punto di prelievo previsto, gli importi relativi alla quota distanza Q_a . Mentre, al momento dell'attivazione (costruzione delle prese d'utenza), i richiedenti sono tenuti a corrispondere l'importo relativo alla quota potenza $Q_p \cdot P_d$ oltre al contributo in quota fissa Q_f .

Un trattamento speciale, che in qualche modo preserva ancora un carattere sociale alle connessioni degli utenti di massa, è contenuta nell'art. 13 e si riferisce agli utenti domestici residenti con potenza non superiore a 3,3 kW (3kW + 10%). Questi, quale quota distanza, pagano

solamente quella fino a 200 m (Q_p) dalla cabina di riferimento indipendentemente dalla distanza effettiva, fermo restando la corresponsione della quota potenza.

È tuttavia facoltà del Distributore richiedere il pagamento della differenza tra la quota distanza già versata e l'importo corrispondente alla distanza effettiva, quando superiore a 200 m, a fronte di una successiva richiesta per una potenza disponibile superiore 3,3 kW[17].

Disposizioni per le connessioni permanenti ordinarie in media tensione

Questo tipo di connessione comporta l'onere per il cliente della costruzione delle locali cabine compreso quello riservato al Distributore.

Anche in questo caso il contributo di connessione è costituito da due parti: la quota potenza e la quota distanza.

Rispettivamente la quota a) e la quota b) della Tab. 2 (anno 2012).

La quota distanza consta di una parte fissa per le connessioni realizzabili entro 1 km in linea d'aria dalla cabina primaria AT/MT di riferimento in servizio da almeno cinque anni ed una parte aggiuntiva per connessioni a distanze maggiori.

La quota fissa, c), a copertura degli oneri amministrativi già vista in precedenza è prevista solamente nei casi di connessioni plurime e per i passaggi di tensione.

Per gli aumenti di potenza è corrisposta solamente la quota potenza e nel caso di connessioni plurime è prevista lo stesso criterio illustrato per le connessioni BT.

Nel caso di passaggio dalla BT alla MT a parità di potenza è addebitato solamente il pagamento di un contributo fisso oggi stabilito in 433,46 €

Tab. 2

a) Per distanza tra il punto di prelievo e la cabina di riferimento (Quota distanza)	
Quota fissa	460,21 €
Quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 1000 metri dalla cabina di riferimento	46,03 €
b) Per ogni kW di potenza messo a disposizione (Quota potenza)	54,95 €/kW
c) Quota fissa a copertura di oneri amministrativi (solo nel caso di connessioni plurime e passaggi di tensione)	27,52 €

Disposizioni per le connessioni permanenti ordinarie in alta e altissima tensione

Diversamente dalla BT e dalla MT il contributo per la connessione alle reti pubbliche di AT (potenze da 3÷10 MW a 100 MW) è calcolato sulla base del 50% dei costi effettivi delle opere necessarie alla realizzazione della connessione aumentati di una quota dei maggiori costi anticipati dal Distributore da imputare pro quota in proporzione alla potenza disponibile richiesta.

Tali costi anticipati devono essere relativi ad impianti allo stesso livello di tensione al quale è effettuata la fornitura.

Per la quota parte di costi anticipati dal distributore, quest'ultimo è tenuto a fornirne evidenza documentale unitamente al criterio di ripartizione dei medesimi e della quota parte non ancora coperta da contributi pregressi.

Con riferimento alla figura 4 le opere necessarie sono costituite dall'impianto di rete per la connessione (tratto A-B) secondo lo schema in entra-esce raccomandato dalla norma CEI 0-16 per gli utenti passivi. Mentre il contributo, proporzionato al livello della potenza richiesta, riguarda

l'anticipazione delle spese per la realizzazione del tratto C-D, detta anche "arteria", che unisce i due nodi d'alimentazione (stazioni AAT).

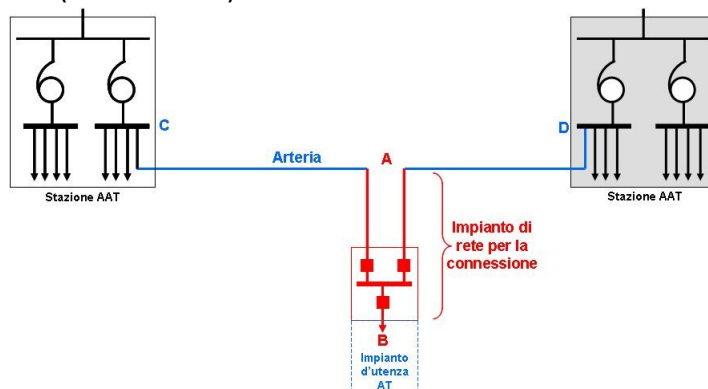


Fig. 4. Schema di connessione per utenti AT .

Disposizioni per le connessioni permanenti particolari

Per questa fattispecie il TIC prevede che il contributo a carico del richiedente copra per intero i costi documentati (materiali + prestazioni d'opera + spese generali del 20%) che deve sostenere il Distributore per realizzare la connessione. Lo stesso Distributore può optare, a suo insindacabile giudizio, mediante la realizzazione di un impianto locale di produzione da fonte rinnovabile come può essere quello di un impianto fotovoltaico per utenze isolate (Guida CEI 82-25). Questi impianti sono previsti per alimentare utenze isolate o altre utilizzazioni con bassi consumi e sono in genere antieconomici, sia per il richiedente sia per il distributore, l'allacciamento alla rete pubblica. Li caratterizza una potenza nominale installata al massimo di 6 kW, per uso domestico, e la presenza di una batteria di accumulo per far fronte alla totale copertura dei consumi nelle ore buie o di scarso irraggiamento solare[18]. I contributi d'allacciamento si ricavano dalla applicazione della tabella 3.

Contributi per altre prestazioni specifiche

La Parte III del TIC tratta i contributi da corrispondere per le prestazioni specifiche quali:

- spostamenti d'impianti di rete richiesti da utenti o altri soggetti, anche non utenti;
- spostamento dei gruppi di misura;
- verifiche del livello della tensione fornita;
- verifiche sul corretto funzionamento dei gruppi di misura;
- richieste di attivazione e disattivazione, subentri, voltture e cambi di fornitore;

Un breve cenno di commento ai contributi richiesti per l'erogazione delle prime due prestazioni anche perché presentano aspetti spesso controversi e quindi di soluzioni non sempre trasparenti.

Per quanto riguarda gli oneri che ricadono sul richiedente occorre tenere presente che la legislazione di base sulle servitù d'elettrodotto tuttora vigente[19] è contraddetta dalle varie normative regionali che interferiscono con la materia attraverso la disciplina urbanistica dell'autorizzazione alla costruzione degli impianti elettrici della distribuzione[20]. In molti casi il richiedente lo spostamento (a causa di costruzioni o installazione/innovazione di un impianto di colture agricole) di una linea di BT o MT, non regolarmente autorizzata e mancante dell'atto scritto con patto d'inamovibilità, ma esistente da oltre vent'anni, vede spesso sottoporsi l'addebito dell'intero il costo delle opere con la causale che in detti casi si è in presenza di servitù prediale volontaria, di tipo apparente, usucapita e non già di servitù d'elettrodotto per sua natura coattiva[21]. L'AEEG si limita a sancire che a carico del richiedente "è dovuto il rimborso della spesa relativa", senza alcun richiamo, come sarebbe auspicabile per evitare abusi e discriminazioni, all'obbligo da parte del Distributore di documentare la posizione di diritto a supporto della richiesta di rifusione delle spese. Anche lo spostamento del gruppo di misura è

previsto a titolo oneroso. La ratio di tale impostazione sta nel fatto che si tratta d'impianto specifico al servizio esclusivo dell'utente, installato in sua proprietà e in posizione con lo stesso concordato[22]. Per le richieste di spostamento dei gruppi di misura in bassa tensione entro un raggio di dieci metri dalla precedente ubicazione è prevista l'applicazione del contributo in quota fissa stabilito di 198,27 €. Per spostamenti dei gruppi a distanze superiori è previsto l'addebito della spesa, pari al costo documentato dei materiali e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20%. Il corrispettivo forfettario di cui sopra appare oneroso, atteso che nella maggioranza dei casi si tratta di spostamenti originati da lavori in unità immobiliari di uso domestico e commerciale in molti casi realizzabili senza l'impiego di materiali, C'è da attendersi che in qualche caso il pagamento del contributo a preventivo risulti d'importo inferiore al valore appena detto.

agu

03-2012

[1] Le prescrizioni tecniche per la connessioni alla reti pubbliche sono stabilite dalla norma CEI 0-21:2011-12 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica - e dalla norma CEI 0-16:2008-07 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica, quest'ultima deve essere integrata il Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete e dalla delibera ARG/elt 33/08 per le connessioni alle reti con livello di tensione superiore a 1 kV.

[2] Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione.

[3] La prima regolamentazione dei contributi di connessione (allacciamento alle reti pubbliche) risale agli anni immediatamente precedenti la nazionalizzazione dell'energia elettrica con i provvedimenti del Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) n. 941 e successivi che prevedevano in prevalenza la partecipazione dell'utente alla spesa effettiva da sostenere per essere allacciati alla rete. Per gli allacciamenti in BT il contributo si attestava generalmente al 70% della spesa che impresa distributtrice doveva dimostrare di sostenere, mentre in MT il contributo non eccedeva in genere il 50%. In AT il contributo non era regolamentato. Tutto questo quando il richiedente di un allacciamento in BT si trovava fuori dai raggi di 300 m e 800 m rispettivamente da cabine di tipo B e di tipo A (definite tali quando insistenti entro i centri urbani con più di 200 abitanti). Entro tali raggi il contributo a carico del richiedente consisteva in un importo forfetario per kW indipendentemente dal costo delle opere da eseguire. Parimenti per le forniture d'energia direttamente dalla rete MT se la distanza dalla più vicina linea era inferiore a 400 m. A parte gli aggiornamenti delle quote kW, i criteri sono rimasti invariati fino al provvedimento CIP n. 42/1986 con il quale i contributi di allacciamento sono stati pressoché totalmente forfettizzati secondo i criteri stabiliti anche nell'ultima regolamentazione.

[4] Il DL 24/1/12 n. 1 "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività" ha abrogato la L. n. 105/49 disponendo di applicare anche in Italia il valore europeo 230/400V in luogo del valore 220/380 V. Conseguentemente le imprese distributrici dovranno:

- adeguare tutti i contratti di fornitura;
- condurre una campagna di misure per controllare che le attuali posizioni dei commutatori a vuoto dei trasformatori MT/BT siano quelle ottime;
- verificare se i trasformatori in essere con tensione nominale secondaria 380 V debbano essere sostituiti con trasformatori con tensione secondaria 400V con commutatori delle prese a vuoto a 6 posizioni. L'esempio che segue mostra il restringimento dei margini di trasportabilità (anche se la presenza della generazione diffusa tende generalmente ad alzare la tensione) nel caso di trasformatori con tensione nominale secondaria 380 V.
 - o Tensione massima ai morsetti a pieno carico con posizione del commutatore - 3x2,5% vale: $V_{2\max} = V_{2n} / (1 - 0,075) - V_{cc} \cdot V_{2n} = 400/0,925 - 0,04 \cdot 400 = 432,4 - 16 = 416,4$ V (trasformatore con tensione nominale secondaria 400 V e commutatore a 6 posizioni -3x2,5%, 0 e + 2x2,5%).
 - o La caduta di tensione ammissibile a fine linea vale quindi: $DV = 416,4 - 360 = 56,4$ V.
 - o Nel caso sia lasciato in opera un vecchio trasformatore $V_{2n} = 380$ V con commutatore a 5 posizioni - 2x2,5%, 0 e + 2x2,5%, la tensione massima ai morsetti a pieno carico con posizione del commutatore - 2x2,5% vale: $V_{2\max} = 380/0,95 - 0,04 \cdot 380 = 400 - 15,2 \approx 385$ V.
 - o La caduta di tensione ammissibile a fine linea vale quindi: $DV = 385 - 360 = 25$ V.
- l'eventualità che in taluni situazioni (vedi aree a bassa densità di carico) sia necessaria la costruzione di una nuova cabina di trasformazione per garantire i livelli minimi 207 e 360 V della tensione di fornitura.

[5] L'Allegato A della Parte II del TIQE (Delibera 29-12-2011 - ARG/elt 198/11 - Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015), ai fini del rispetto degli standard previsti per la qualità commerciale, definisce:

- esecuzione di lavori semplici: realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto in BT eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura e la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto in MT, eseguita con un intervento limitato alle apparecchiature elettromeccaniche, nell'impianto elettrico esistente, ed eventualmente al gruppo di misura esistente;
- esecuzione di lavori complessi: realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto di proprietà del Distributore in tutti i casi non compresi nella definizione di esecuzione di lavori semplici.

[6] Tempo massimo di esecuzione di lavori semplici è di 15 giorni lavorativi. Nel caso di lavori complessi l'85% degli stessi deve essere eseguito entro 60 gg.

[7] Ad esempio l'eventuale richiesta di locali e/o porzioni di terreno adeguati alla realizzazione di cabine di trasformazione di cui si dice meglio nel seguito.

[8] Il richiamo a particolari istanze del richiedente può riferirsi a casi in cui lo stesso, allo scopo di ridurre i tempi di attesa per l'esecuzione dei lavori di connessione, chiede al Distributore di corrispondere indennizzi, alle proprietà interessate, per l'ottenimento delle servitù d'elettrodotti, superiori a quelli normalmente praticati.

[9] L'AEEG in risposta allo specifico quesito ha così definito il minimo tecnico. Soluzione che, con riferimento alle caratteristiche del sistema di distribuzione nell'area dove è richiesta la connessione e tenuto conto delle norme della buona tecnica, consente di rendere minimo il costo per la realizzazione della connessione medesima. In altri termini si tratta della soluzione tecnica unificata di minor costo che il Distributore può realizzare nel rispetto della normativa tecnica (nuova norma CEI 11-4:2011-01 allineata ai criteri CENELEC e in corso di recepimento in legge) prevista per la progettazione e la costruzione delle linee elettriche aeree esterne e la norma CEI 11-17 per la progettazione e la costruzione delle linee elettriche in cavo interrato. Non facile da individuare se si considera che l'unificazione degli impianti (linee e cabine) è diversa a seconda del Distributore interessato.

[10] Sotto tale aspetto, infatti, i maggiori oneri emergenti per la tutela di un decretato interesse di pubblica utilità (quale può essere la preservazione di un territorio da una servitù apparente) sono del tutto simili a quelli necessari per rendere tecnicamente compatibili le linee elettriche con le opere pubbliche interferenti (strade, ferrovie, linee telefoniche, ecc.) e per garantire la pubblica incolumità (franchi e distanze di rispetto dalle aree/immobili frequentati, dalle abitazioni, ecc.). Altrettanto dovrebbe essere (nel senso di non tradursi in un trattamento differenziato per gli utenti, a fronte di regole emesse per valere su scala nazionale) per le norme relative all'autorizzazione degli impianti con particolare riferimento a quelle relative all'inserimento ambientale, diverse da regione a regione che condizionano fortemente le soluzioni tecniche (e quindi i costi) da sostenere.

[11] Un caso classico è la connessione progettata in linea aerea della villetta di pregio per la quale il proprietario della stessa pretende che almeno il tratto terminale sia realizzato, per ragioni estetiche e d'impatto ambientale, in cavo interrato, soluzione generalmente più onerosa.

[12] Le connessioni particolari sono:

- installazioni non presidiate in permanenza, situate fuori dagli abitati;
- insegne luminose e pubblicitarie;
- impianti di illuminazione di monumenti e simili;
- impianti di risalita e simili;
- installazioni mobili e precarie (roulottes e simili);
- singole costruzioni non abitate in permanenza o comunque non di residenza anagrafica del proprietario (ville, case di caccia, rifugi di montagna e simili) situati oltre 2000 metri dalla cabina MT/BT di riferimento;
- costruzioni che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separate dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna.

[13] L'impianto di rete per la connessione e la misura dell'energia deve essere effettuata, generalmente, nel luogo di utilizzazione della fornitura (ai confini del cantiere medesimo). Qualora, in relazione alle esigenze di tempestività dell'allacciamento, l'utente accetti di essere alimentato da un punto prossimo agli impianti esistenti del Distributore, la linea d'alimentazione (realizzata dall'utente stesso) deve essere: se aerea (fissata generalmente su pali) conforme alla Norma CEI 11-4, se in cavo interrato conforme alla Norma CEI 11-17.

[14] Potenza disponibile. Massima potenza che può essere prelevata dall'utente senza essere disconnesso e per la quale è stato pagato il contributo. È da ricordare a questo riguardo che il Distributore in base a quanto stabilito dalla norma CEI 0-16 può chiedere all'utente con fornitura in MT di attivare sulla protezione di massima corrente in testa all'impianto utilizzatore una taratura di prima soglia sovraccarico (51 I>), a tempo dipendente inverso, quando l'eccesso dei suoi prelievi può compromettere la sicurezza della continuità del servizio alla generalità degli utenti sottesi alla linea d'alimentazione.

[15] In genere si assume un valore della distanza di prima approssimazione (Dpa - DM 29-05-2008) pari a m 1,5 (filo parete esterna) per cabine con trasformatori fino a 400 kVA e di m 2,00 per cabine con trasformatori da 630 kVA.

[16] Questo vincolo, nell'epoca della telegestione dei gruppi di misura elettronici che consente la lettura remota dei consumi, i distacchi per morosità, gli aumenti di potenza e il rilevamento di qualsiasi manomissione, non appare molto giustificato.

[17] È da ritenere che la facoltà di richiedere l'integrazione del contributo di connessione sussista anche qualora venga meno la sola condizione di residenza anagrafica.

[18] Al riguardo vedasi la Guida CEI 64-57 "Impianti di piccola produzione distribuita", che fra gli altri argomenti tratta degli impianti fotovoltaici con accumulo per l'alimentazione di utenze isolate.

[19] TU Acque ed impianti elettrici - RD n. 1775/1933.

[20] La materia relativa all'autorizzazione alla costruzione di elettrodotti, di tensione non superiore a 150 kV, da realizzarsi nell'ambito di una sola regione, rientra, per il combinato disposto degli artt. 87 e 88 del DPR n. 616 del 24-7-77, nella competenza propria delle regioni, così come delineata dall'art. 117 della Costituzione.

[21] La servitù d'elettrodotto è per sua natura coattiva in quanto conseguibile in via amministrativa (procedura espropriativa per causa di pubblica utilità) in difetto di amichevole accordo. Il suo contenuto non può eccedere quello previsto in caso di accordo bonario (servitù mobile salvo diversa specifica pattuizione).

[22] Se la richiesta è documentata dalla necessità di riadattare dal punto di vista edilizio i locali (ad esempio per una diversa destinazione d'uso di un negozio o di un laboratorio) potrebbe però configurarsi l'applicazione dell'art. 123 del citato RD n. 1775/33 che recita: "Omissis Tuttavia, salvo le diverse pattuizioni che si siano stipulate all'atto della costituzione della servitù, il proprietario ha facoltà di eseguire sul suo fondo qualunque innovazione, costruzione o impianto, ancorché essi obblighino l'esercente dell'elettrodotto a rimuovere o collocare diversamente le condutture e gli appoggi, senza che per ciò sia tenuto ad alcun indennizzo o rimborso a favore dell'esercente medesimo. Omissis".



UNAE Emilia - Romagna (già AIEER)
Albo delle Imprese Installatrici Elettriche Qualificate dell'Emilia Romagna
 c/o ENEL S.p.A. - Via C. Darwin, 4 - 40131 Bologna
 Tel. 051 6347139 - Fax 051 4233061
 C.F. 92027230371 - P.I. 00870811205
 www.unae.it - E mail: unaebo@tin.it

Nuova disciplina della qualità dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015

La nuova disciplina della qualità dei servizi elettrici è stabilita dal "Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015", comunemente denominato TIQE 2012-2015 e pubblicato con la delibera ARG/elt/198/11.

Oltre a stabilire le nuove regole a carico delle imprese distributrici al fine di migliorare ulteriormente la qualità tecnica e commerciale dell'energia elettrica fornita, la delibera ha dei riflessi diretti sugli utenti alimentati in media tensione. In particolare vengono modificati i criteri di calcolo sia del CTS (a carico degli utenti MT con impianto di consegna non adeguato) sia degli indennizzi automatici che spettano agli utenti MT "adeguati" per i quali viene superato il numero massimo di interruzioni annue previsto. Di seguito vi illustriamo questi e altri aspetti che riteniamo siano di importante interesse per le imprese elettriche, anche al fine di fornire la giusta assistenza e informativa alla propria clientela.

Nuovi importi del CTS (Corrispettivo Tariffario Specifico)

Vi ricordiamo che il CTS è una penale, fatturata in bolletta, a carico degli utenti MT che hanno l'impianto di consegna tecnicamente non adeguato ai requisiti tecnici stabiliti dall'Autorità. In pratica il CTS viene pagato dagli utenti MT allacciati prima del 16 novembre 2006 che non hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza (DIDA) all'impresa distributtrice, come riassunto nella seguente tabella 1.

Data di attivazione della fornitura MT	La DIDA all'impresa distributtrice è stata inviata?	Pagamento del CTS
Prima del 16 novembre 2006	NO	SI
	SI	NO
Dopo il 16 novembre 2006	Non è richiesto ¹	NO

Tab. 1 – Condizioni per il pagamento del CTS all'impresa distributtrice

Da quest'anno l'importo annuale del CTS viene calcolato con una nuova formula che non tiene più conto delle ore di utilizzazione dell'impianto:

- per gli utenti con potenza disponibile fino a 400 kW la quota annua è stabilita in 500,00 euro per tutti;
- per gli utenti con potenza disponibile oltre 400 kW la quota annua è determinata dalla seguente formula

$$CTS = (500 + 750 \cdot [(PD - 400) / 400])^{0,7} \text{ euro}$$

Dove PD è la potenza disponibile intesa come valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione se il cliente è anche produttore.²

Il CTS interessa sia gli utenti passivi (clienti finali con solo prelievo), sia gli utenti attivi (produttori puri con sola immissione), sia gli utenti passivi-attivi (con prelievo e immissione, ad es. impianti fotovoltaici connessi in un punto di prelievo).

L'importo annuo viene ripartito mensilmente in bolletta.

Nella seguente tabella 2 si possono confrontare i vecchi importi del CTS con i nuovi evidenziati in grassetto: si può notare che gli oneri generalmente aumentano per gli impianti a bassa utilizzazione, mentre si riducono per gli impianti ad alta utilizzazione.

¹Sono automaticamente "adeguati" perché l'impresa distributtrice ha verificato i requisiti tecnici prima dell'allacciamento.

²Vi ricordiamo che la PD è la potenza massima prelevabile senza che l'utente sia alimentato, cioè la potenza per la quale è stato pagato il contributo di allacciamento; invece la potenza impegnata è quella contrattuale (sulla quale si pagano le quote fisse), che può essere inferiore alla potenza disponibile.

PD = valore massimo tra la potenza disponibile in prelievo e la potenza disponibile in immissione														
PD ≤ 400 kW		PD=600 kW		PD=800 kW		PD=1000 kW		PD=1500 kW		PD=2000 kW		PD ≥ 3000 kW		
Fino al 31 dic 2011	Dal 1 gen 2012	Fino al 31 dic 2011	Dal 1 gen 2012	Fino al 31 dic 2011	Dal 1 gen 2012	Fino al 31 dic 2011	Dal 1 gen 2012	Fino al 31 dic 2011	Dal 1 gen 2012	Fino al 31 dic 2011	Dal 1 gen 2012	Fino al 31 dic 2011	Dal 1 gen 2012	
Basso utilizzo (es. 1200 ore/anno)	545	500	930	962	1.090	1.250	1.212	1.496	1.449	2.023	1.635	2.479	1.908	3.280
Medio utilizzo (es. 2000 ore/anno)	665		1.135		1.330		1.479		1.768		1.995		2.328	
Alto utilizzo (es. 4000 ore/anno)	965		1.647		1.930		2.147		2.565		2.895		3.378	
Altissimo utilizzo (es. 6000 ore/anno)	1.265		2.159		2.530		2.814		3.363		3.795		4.428	

Tab. 2 – Valore in euro del CTS annuo calcolato per alcune classi di potenza disponibile PD: confronto degli importi dovuti fino al 31 dicembre 2011 e quelli dovuti dal 1° gennaio 2012 (i valori sono arrotondati all'unità)

In figura 1 è visibile l'andamento grafico del CTS in funzione della potenza disponibile PD.

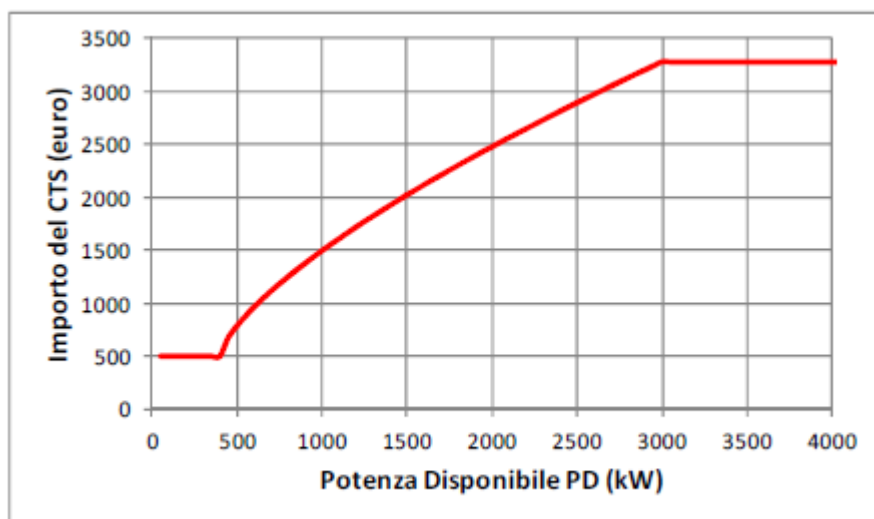


Figura 1

Rimane invariato il regime relativo al CTS_M, cioè il corrispettivo maggiorato che deve essere pagato dagli utenti "non adeguati" che aumentano la potenza disponibile di almeno 50 kW per gli utenti fino a 400 kW oppure di almeno 100 kW per quelli di potenza superiore.³ Il CTS_M aumenta di anno in anno fino ad arrivare al quadruplo del CTS, pertanto in questi casi è certamente consigliabile procedere all'adeguamento dell'impianto e inviare la dichiarazione di adeguatezza, in quanto la spesa viene compensata dal risparmio in bolletta. Vi ricordiamo che per aumento della potenza disponibile non si intende solo l'aumento espressamente richiesto dall'utente, ma anche quello che viene applicato dall'impresa distributrice a seguito di almeno due superi di prelievo in un anno (in due mesi diversi): occorre prestare attenzione poiché questa condizione potrebbe verificarsi anche senza piena evidenza per l'utente, pertanto è sempre bene leggere attentamente le comunicazioni dell'impresa distributrice. A questo proposito l'Autorità ha ribadito gli obblighi di informazione degli utenti da parte dei Distributori, particolarmente per quanto riguarda il CTS_M e il relativo onere (rif. TIQE art. 44 e allegato B alla delibera 33/08 art. 15.3); inoltre gli importi del CTS devono essere chiaramente evidenziati dal Distributore nelle fatture del trasporto e dal Venditore al cliente finale (TIQE art. 41.7).

³Il regime del CTS_M è disciplinato dalla delibera ARG/elt 33/08, allegato B, art. 9, 10 e 15.

Nuovo sistema di calcolo degli indennizzi automatici per gli utenti MT

Già dal 2008 gli utenti MT con impianto di consegna adeguato hanno diritto ad un indennizzo automatico qualora subiscano nell'arco dell'anno un numero di interruzioni superiore a quello ammesso dall'Autorità.

Il numero di interruzioni ammesso varia secondo l'area geografica: è più basso nelle aree ad alta concentrazione che sono meglio servite dalla rete elettrica ed è più elevato nelle aree a bassa concentrazione (ad es. zone rurali). L'Autorità pone degli obiettivi sempre più stringenti alle imprese distributrici con la finalità di migliorare la continuità del servizio elettrico, come si può vedere nella seguente tabella 3 dove sono indicate le interruzioni ammesse dal 2008 al 2015.

	Periodo 2008-2009	Periodo 2010-2011	Periodo 2012-2015
Aree ad alta concentrazione	3 Lunghe	2 lunghe	6 (brevi + lunghe)
Aree a media concentrazione	4 lunghe	3 lunghe	9 (brevi + lunghe)
Aree a bassa concentrazione	5 lunghe	4 lunghe	10 (brevi + lunghe)

Tabella 3 – Numero massimo delle interruzioni ammesse che non dà diritto all'indennizzo automatico per gli utenti MT (periodi regolatori dal 2008 al 2015)

Lunghe	> 3 min
Brevi	≥ 1 s ≤ 3 min
Transitorie	< 1 s

Tabella 4 – Classificazione delle interruzioni in base alla durata

Da quest'anno sono introdotte due importanti novità:

- 1) oltre alle interruzioni lunghe, superiori a 3 minuti, ora vengono considerate anche le interruzioni brevi, tra 1 secondo e 3 minuti (la classificazione delle interruzioni è indicata in tabella 4);
- 2) ai fini del calcolo dell'indennizzo non si tiene più conto della potenza convenzionale interrotta (che corrispondeva al 70% della potenza disponibile), ma della potenza effettiva interrotta (PEI), cioè della potenza misurata dal contatore nei 15 minuti precedenti l'interruzione (per l'anno 2012 i Distributori possono ancora considerare il valore della potenza convenzionale).

	Periodo 2012-2013	Periodo 2014-2015
Prelievo	2,4 euro/kW	2,7 euro/kW
Immissione	0,1 euro(kW)	

Tab. 5 – Valore unitario dell'indennizzo automatico

Il valore dell'indennizzo per ogni kW interrotto è diverso a seconda delle condizioni di prelievo o di immissione, come riportato in tabella 5; inoltre, per il prelievo il valore si incrementa nel biennio 2014- 2015.

Questa novità modifica sostanzialmente il valore degli indennizzi, in quanto diventa determinante il momento in cui si verificano le interruzioni: con lo stabilimento a pieno utilizzo il valore sarà significativo, mentre con lo stabilimento fermo il valore potrebbe essere quasi nullo, come esemplificato nella seguente tabella 6.

Potenza effettiva interrotta in prelievo (PEI)	Indennizzo col regime attuale		Indennizzo col precedente regime (Potenza disponibile = 1000 kW)
	Periodo 2012-2013	Periodo 2014-2015	
900 kW (stabilimento in lavorazione)	2160 euro	2430 euro	1650 euro
50 kW (stabilimento fermo)	120 euro	135 euro	

Tab. 6 – Esempio di fornitura MT con 1000 kW di potenza disponibile: indennizzo per una interruzione calcolato con l'attuale regime in confronto col regime precedente.

Il valore degli indennizzi risulta progressivo in funzione del numero di interruzioni subite e all'area di appartenenza (alta, media o bassa concentrazione). Il numero delle interruzioni indennizzabili

ha un tetto massimo variabile in funzione del tipo di area, che aumenta nel biennio 2014-2015, come si può vedere in tabella 7.

Ipotizzando una potenza effettiva interrotta di 100 kW (inteso come valore medio di tutte le interruzioni) in tabella 7 sono riportati gli indennizzi previsti in funzione del numero di interruzioni.

Viene confermato che:

- non hanno diritto agli indennizzi gli utenti “non adeguati”, in pratica quelli che pagano il CTS;
- la riscossione dell'indennizzo automatico non esclude la possibilità dell'utente di richiedere in sede giurisdizionale il risarcimento dell'eventuale danno ulteriore subito.

Il numero di interruzioni per ciascun utente viene registrato dalle imprese distributrici, mediante un sistema di telecontrollo o altra strumentazione.⁴ In

alternativa gli utenti potrebbero installare sul punto di consegna un proprio strumento registratore individuale delle interruzioni e della qualità della tensione, conforme alla norma CEI EN 50160 (l'utente può anche disporre, supportandone i relativi costi, che detto strumento sia approvvigionato, installato e gestito dall'impresa distributtrice).⁵

Requisiti semplificati per gli utenti MT fino a 400 kW (in solo prelievo)

Per quanto riguarda le prescrizioni relative ai requisiti semplificati, ci sono alcune novità.

Tra le condizioni necessarie per avere diritto ai requisiti semplificati viene aggiunta la possibilità di un interruttore equivalente all'IVOR.⁶

In alternativa ai requisiti semplificati standard, che prevedono tra l'altro la manutenzione della cabina, è ora possibile installare un Interruttore di Manovra Sezionatore combinato con Fusibili equipaggiato con relè di guasto a terra (IMS-FGT-R) conforme alla norma CEI 17-126, come previsto dalla norma CEI 0-16.

⁴Sono escluse dal conteggio le interruzioni attribuite a causa di forza maggiore, le interruzioni causate dal medesimo utente interessato, quelle che si verificano entro un'ora da una precedente interruzione, le interruzioni estese del sistema elettrico nazionale, le interruzioni dovute alla disinserzione di sistemi elettrogeni messi in servizio dai distributori nei casi di guasti prolungati.

⁵Generalmente questa opzione viene applicata per gli utenti MT e AT che intendono stipulare un contratto di qualità con l'impresa distributtrice. Tale possibilità è disciplinata dal Titolo 9 della delibera e può risultare interessante per utenti particolarmente sensibili alla qualità della tensione.

⁶In pratica in alternativa all'interruttore a volume d'olio ridotto (IVOR) sono ammessi anche gli interruttori sottovuoto o in esafluoruro di zolfo.

Numero interruzioni	Potenza Effettiva Interrotta (valore medio) =				100 kW	
	Alta concentrazione		Media concentrazione		Bassa concentrazione	
	Periodo 2012-2013	Periodo 2014-2015	Periodo 2012-2013	Periodo 2014-2015	Periodo 2012-2013	Periodo 2014-2015
≤6	-	-	-	-	-	-
7	240	270	-	-	-	-
8	480	540	-	-	-	-
9	720	810	-	-	-	-
10	960	1080	240	270	-	-
11	1200	1350	480	540	240	270
12	1440	1620	720	810	480	540
13		1890	960	1080	720	810
14		2160	1200	1350	960	1080
15		2430	1440	1620	1200	1350
16		2700	1680	1890	1440	1620
17		2970	1920	2160	1680	1890
18		3240	2160	2430	1920	2160
19				2700	2160	2430
20				2970	2400	2700
21				3240		2970
22				3510		3240
23				3780		3510
24				4050		3780
25				4320		4050
26				4590		4320
27				4860		4590
28						4860
29						5130
≥30						5400

Tab. 7 – Esempio di calcolo degli indennizzi in funzione del numero di interruzioni e considerando una potenza effettiva interrotta di 100 kW

In tal caso non viene richiesta la manutenzione dell'impianto ai sensi della norma CEI 0-15. Tuttavia, almeno per il momento, il dispositivo IMS-FGT-R non ci risulta che sia ancora disponibile sul mercato.

Nella seguente tabella 8 riassumiamo le condizioni necessarie per gli impianti con i requisiti semplificati al fine di poter dichiarare l'adeguatezza dell'impianto, con le novità evidenziate in grassetto.

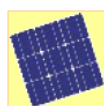
Requisiti della fornitura MT	Requisiti dell'impianto	Requisiti del Dispositivo Generale (DG)	Manutenzione ai sensi della norma CEI 0-15 refertata su apposito registro
Potenza disponibile fino a 400 kW, solo prelievo	a) Unico trasformatore di potenza non superiore a 400 kVA b) Connessione realizzata in cavo di lunghezza non superiore a 20 m tra il trasformatore e il dispositivo di apertura	Interruttore Manovra Sezionatore (IMS) con fusibili	Schede F, S, QMT, TR-L (o TR-S)
		Interruttore a volume d'olio ridotto (IVOR), con dispositivo di protezione almeno per la corrente di cortocircuito	Schede F, IVOR, QMT, TR-L (o TR-S)
		Interruttore equivalente (all'IVOR), con dispositivo di protezione almeno per la corrente di cortocircuito	Schede F, ISV (o ISF₆), QMT, TR-L (o TR-S)
		Interruttore Manovra Sezionatore combinato con Fusibili equipaggiato con relè di guasto a terra conforme alla norma CEI 17-126 (IMS-FGT-R)	Non richiesta

Tab. 8 – Condizioni necessarie per gli impianti con i requisiti semplificati, al fine di poter dichiarare l'adeguatezza dell'impianto di connessione.

Non è richiesto il rinnovo della Dichiarazione di Adeguatezza nel caso di installazione del dispositivo IMSFGT-R in sostituzione dell'IMS con fusibili o dell'interruttore IVOR (o equivalente). In tal caso è sufficiente dare semplice comunicazione scritta all'impresa distributrice dell'avvenuta sostituzione, elencando i dispositivi rimossi e quelli installati.

Per contemplare l'opzione del dispositivo IMS-FGT-R, con la delibera 136/2012/R/EEL è stato modificato il modulo della Dichiarazione di Adeguatezza⁷, scaricabile dal sito dell'Autorità all'indirizzo <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/136-12.pdf>

Circolare n. 05/12
Prot. GN/43/12



Quanto conto energia

Secondo quanto previsto dal Decreto 5 maggio 2011, il Soggetto responsabile degli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio successivamente al 30 giugno 2012 deve trasmettere al GSE, in aggiunta alla documentazione già prevista, il certificato rilasciato dal produttore dei moduli fotovoltaici attestante l'adesione dello stesso a un sistema o consorzio europeo che garantisca, a cura del medesimo produttore, il riciclo dei moduli fotovoltaici utilizzati al termine di vita utile.

La certificazione non è prevista per gli impianti a concentrazione (Titolo IV).

⁷La delibera 136/2012 ha modificato l'allegato C alla delibera 33/08 che descrive le modalità per l'effettuazione e la presentazione della dichiarazione di adeguatezza e relativo modello in fac-simile.



Ministero dello Sviluppo Economico

DIPARTIMENTO PER L'IMPRESA E L'INTERNAZIONALIZZAZIONE
DIREZIONE GENERALE PER IL MERCATO, LA CONCORRENZA, IL CONSUMATORE,
LA VIGILANZA E LA NORMATIVA TECNICA

Ministero dello Sviluppo Economico

Dipartimento per l'impresa e l'internazionalizzazione

Struttura: DG-MCCVNT

REGISTRO UFFICIALE

Prot. n. **0068402 - 19/0312012** – USCITA

Lettera circolare

Decreto ministeriale 22 gennaio 2008, n. 37. Imprese iscritte nel vigore della legge 5 marzo 1990, n. 46; conversione d'ufficio della iscrizione, a norma dell'articolo 34 del D.L. 9 febbraio 2012, n. 5, e dell'articolo 1, del D.L. 24 gennaio 2012, n. 1.

Pervengono frequentemente alla scrivente quesiti sia da parte delle Camere di commercio che da parte di imprenditori con la richiesta di chiarimenti in merito alla possibilità, per gli imprenditori iscritti al Registro Imprese in costanza della legge 5 marzo 1990, n. 46, di vedere certificata la propria posizione di abilitazione all'installazione di impianti ai sensi del vigente D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 e non più ai sensi della citata legge n.46/1990 abrogata con l'entrata in vigore del D.M.

Questa Amministrazione, rispondendo ad un quesito della Camera di commercio di Potenza con nota n.183538 del 3.10.2011, attesa l'assenza di un regime transitorio che consentisse esplicitamente la conversione automatica delle posizioni iscritte nel vigore della soppressa legge n. 46/90, affermò la necessità di una valutazione caso per caso, in seguito a presentazione di SCIA, anche per tener conto in modo adeguato delle differenti classificazioni delle tipologie di impianti oggetto di tale disciplina e, più in generale, del diverso ambito di applicazione riferito, per la vecchia legge, prevalentemente agli impianti relativi agli edifici ad uso civile e, per effetto del nuovo regolamento, agli impianti di tutti gli edifici, indipendentemente dalla destinazione d'uso.

Il legislatore, con la disposizione di cui all'art. 34 del D.L. del 9 febbraio 2012, n. 5¹, in corso di conversione, ha affrontato la questione sopra sinteticamente evidenziata, prevedendo che *"L'abilitazione delle imprese di cui all'articolo 3, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n.37, concerne, alle condizioni ivi indicate, tutte le tipologie di edifici indipendentemente dalla destinazione d'uso"*.

Detta norma, dovendo essere interpretata in modo da non privarla di ogni utile significato, non può essere ritenuta meramente ripetitiva del disposto dell'articolo 1, comma 1, del decreto ministeriale n. 37/2008, di cui essa stessa richiama l'articolo 3, e può quindi ritenersi finalizzata proprio a superare le perplessità connesse al diverso ambito di applicazione delle norme in questione, equiparando le imprese già abilitate ad operare sulla base della norma previgente con

¹ Convertito in legge con modifiche dalla Legge 4 aprile 2012, n. 35

riferimento agli impianti degli edifici di civile abitazione a quelle abilitate in base alla nuova norma per tutte le tipologie di edifici.

L'intero quadro normativo che ne deriva va poi reinterpretato alla luce del comma 2 dell'art. 1, del D.L. 24 gennaio 2012, n. 1, anch'esso in corso di conversione in legge, secondo cui *"Le disposizioni recanti divieti, restrizioni, oneri o condizioni all'accesso ed all'esercizio delle attività economiche sono in ogni caso interpretate ed applicate in senso tassativo, restrittivo e ragionevolmente proporzionato alle perseguite, finalità di interesse pubblico generale, alla stregua dei principi costituzionali per i quali l'iniziativa economica privata è libera secondo condizioni di piena concorrenza e pari opportunità tra tutti i soggetti, presenti e futuri, ed ammette solo i limiti, i programmi e i controlli necessari ad evitare possibili danni alla salute, all'ambiente, al paesaggio, al patrimonio artistico e culturale, alla sicurezza, alla libertà, alla dignità umana e possibili contrasti con l'utilità sociale, con l'ordine pubblico, con il sistema tributario e con gli obblighi comunitari ed internazionali della Repubblica"*.

Detta ulteriore disposizione impone, anche per le norme in questione, un'interpretazione che riduca gli oneri per le imprese solo a quelli indispensabili ad evitare lesioni dell'interesse pubblico generale alla cui protezione sono finalizzate e, pertanto, impedisce interpretazioni che possano far derivare anche adempimenti quali una semplice SCIA, quando tali adempimenti non siano espressamente previsti e la medesima garanzia possa essere ottenuta senza particolari condizioni, attribuendo d'ufficio la corretta nuova valenza all'abilitazione già posseduta. In altre parole, l'assenza di disposizioni transitorie volte a disciplinare le modalità di passaggio dall'abilitazione ex legge 46/1990 all'abilitazione ex dm 37/2008, non può più essere interpretata in senso restrittivo, come impedimento alla prosecuzione di attività già legittimamente svolte e come mancanza di automatica continuità fra le due abilitazioni, almeno in tutti i casi in cui coincida la tipologia di impianti cui tale abilitazione è riferita, senza peraltro più distinzione fra abilitazione relativa ad edifici di civile abitazione ed abilitazione relativa ad altri edifici.

Si evidenzia, infine, che in occasione della discussione parlamentare del disegno di legge di conversione del decreto-legge n. 5 del 2012, nel corso della seduta dell'Assemblea della Camera n. 603 di martedì 13 marzo 2012, il Governo ha accettato fra gli altri l'ordine del giorno n. 9/4940/42 con cui, in relazione al rapporto fra abilitazione ai sensi della legge n. 46/1990 e abilitazione ai sensi del D.M. n. 37/2008, proprio al fine di "prevedere il pieno riconoscimento d'ufficio dell'abilitazione alle imprese di installazione già operanti alla data di entrata in vigore del suddetto decreto ministeriale, senza pretendere adempimenti procedurali ingiustificati per l'accertamento dei requisiti nei singoli casi concreti e senza imporre oneri economici specifici per integrare e perfezionare il regime di iscrizione camerale" è stato richiesto al Governo l'impegno "a consentire il riconoscimento d'ufficio dell'abilitazione alle imprese installatrici regolarmente iscritte al Registro delle imprese e all'Albo delle imprese artigiane, che alla data di entrata in vigore del decreto ministeriale 22 gennaio 2008, n. 37, già operavano su impianti in edifici precedentemente esclusi dalla legge 5 marzo 1990, n. 46".

Ne consegue che la problematica precedentemente esposta deve essere rivalutata alla luce delle due recenti innovazioni normative sopra richiamate, nonché dell'indirizzo interpretativo desumibile dal predetto impegno accolto dal Governo, e anche la posizione espressa dal Ministero in merito deve essere conseguentemente riconsiderata, ferma restando l'indicazione di procedere prima possibile all'aggiornamento delle relative posizioni nei registri camerali.

Pur nel rispetto dell'autonomia decisionale di codeste Camere di commercio, sembrerebbe pertanto opportuno suggerire di continuare a ritenere necessaria la presentazione di apposita SCIA - previa analisi in concreto della situazione della relativa impresa per le quali risulti ancora registrata un'abilitazione ai sensi di una o più lettere dell'articolo 1, comma 1, della legge 46/1990

- solo per i casi residuali in cui non possa essere individuata continuità con una corrispondente abilitazione ai sensi di una delle lettere dell' articolo 1, comma 2, del DM 37/2008, o di singole voci di tali lettere. In generale si dovrebbe, invece, procedere automaticamente d'ufficio, senza alcun nuovo accertamento dei requisiti professionali, secondo le modalità che di seguito si esemplificano per i casi ritenuti più comuni:

- l'impresa abilitata nel vigore della legge 46/90 per la sola intera lettera a), vedrà convertita d'ufficio la propria posizione nella corrispondente lettera a) del D.M. 37/08, limitata tuttavia all'attività relativa ai soli "impianti di produzione, trasformazione, trasporto, distribuzione, utilizzazione dell'energia elettrica";

- l'impresa abilitata ai sensi della legge 46/90 oltre che per la lettera a) anche per la lettera b) non limitata, o per la lettera b) limitata agli impianti di protezione da scariche atmosferiche, vedrà riconosciuta la lettera a) del D.M. n. 37/08 con la sola eccezione degli "impianti per l'automazione di porte, cancelli e barriere", nonché, se ne ricorrono le condizioni, le altre voci della lettera b); se abilitata per la sola intera lettera b) della legge 46/1990, vedrà riconosciuta la lettera b) e la voce "impianti di protezione contro le scariche atmosferiche" della lettera a) del D.M. 37/08;

- l'impresa abilitata nel vigore della legge 46/90 per una o più delle lettere d), e), f) o g), vedrà riconosciuta l'abilitazione per ciascuna delle corrispondenti lettere dell'articolo I del D.M. n. 37/08;

- l'impresa abilitata ai sensi della legge 46/90 per la lettera c), vedrà riconosciuta la lettera c) dell'articolo I del D.M. n. 37/08, con la sola eccezione delle attività inerenti gli impianti "di condizionamento e di refrigerazione di qualsiasi natura o specie, comprese le opere di evacuazione dei prodotti della combustione e delle condense, e di ventilazione ed aerazione dei locali".

Il presupposto in base al quale la Camera procederà alle conversioni d'ufficio sopra evidenziate, è la sussistenza dello stato di iscrizione al Registro delle imprese o all'Albo provinciale delle imprese artigiane con continuità dalla data del 27 marzo 2008, nonché, almeno dalla medesima data, della corrispondente abilitazione acquisita ai sensi della legge n. 46 del 1990 e senza che nel frattempo siano venuti meno i relativi requisiti in capo all'imprenditore o al legale rappresentante, ovvero ad un addetto inserito stabilmente nell'impresa in veste di responsabile tecnico. Sono irrilevanti a tal fine eventuali trasferimenti di sede anche fra province diverse ed eventuali limitate sospensioni temporanee dell'attività.

Nei certificati e negli atti camerali verrà riportata la nuova dizione "impresa abilitata ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37". L'operazione di conversione della predetta dizione è preceduta dall'apertura di un protocollo d'ufficio ed è considerata una notizia REA. Le informazioni relative alle lettere cui è specificamente riferita l'abilitazione devono essere riportate sia in corrispondenza del responsabile tecnico che dell'attività dell'impresa.

IL DIRETTORE GENERALE
(*Gianfrancesco Vecchio*)

LA PROGETTAZIONE ECOCOMPATIBILE DEI PRODOTTI CONNESSI ALL'ENERGIA

PAOLA VISINTIN - FUNZIONARIO TECNICO AREA NORMAZIONE INTERNAZIONALE

"ESTRATTO DAL DOSSIER PUBBLICATO SU U&C N.4 - APRILE 2012" - UN FUTURO SOSTENIBILE ED ECOCOMPATIBILE

27 Luglio 2011: la Commissione Europea emana il Mandato M/495. Come è noto, il Mandato è lo strumento ufficiale con il quale la Commissione Europea (CE) incarica il Comitato Europeo di Normazione (CEN) di elaborare norme EN su una determinata materia definita in una Direttiva CE. Si tratta di una delle espressioni istituzionali della complementarità degli ambiti cogente e volontario, che si traduce nella collaborazione sinergica tra questi due mondi per completare l'informazione tecnico scientifica ed in questo modo facilitare l'applicazione di quanto prescritto dalla legislazione europea ai soggetti presenti sul mercato. Quello classificato come M/495 è il "Mandato di normazione al CEN, CENELEC ed ETSI sotto la Direttiva 2009/125/CE relativo a norme armonizzate nel campo della progettazione ecocompatibile", il cui obiettivo generale è produrre norme EN per incrementare l'applicazione delle misure di esecuzione riportate nella Direttiva 2009/125/CE sulla progettazione ecocompatibile dei prodotti connessi all'energia, meglio conosciuta come "Direttiva Ecodesign". Prima di descrivere il Mandato M/495 reputo utile illustrare per brevi cenni la Direttiva 2009/125/CE sulla quale tale Mandato si innesta.

E' nota infatti la storica sensibilità del continente europeo verso gli aspetti ambientali dei prodotti immessi sul mercato conservandone contemporaneamente le qualità d'uso. In questo contesto culturale, il tema trasversale della progettazione ecologica di tutti i prodotti costituisce un fattore essenziale della strategia comunitaria. La Direttiva 2005/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio ne è parte, con l'obiettivo di migliorare l'efficienza energetica di prodotti che consumano energia e garantire la loro libera circolazione nel mercato interno. L'ampliamento dell'ambito di applicazione di tale Direttiva per includere anche tutti i prodotti connessi all'energia ha portato a diverse e sostanziali modifiche, ora riportate nella Direttiva 2009/125/CE. Essa infatti tratta tutti i prodotti connessi all'energia (Energy related Products Erp), che comprendono sia i prodotti che consumano energia (Energy using Products EuP) sia i prodotti che non consumano di

NORME PER UN'EUROPA "RESOURCE EFFICIENT"

Il 13 Dicembre 2011, il CEN e il CENELEC hanno organizzato un evento a supporto della tabella di marcia dell'Unione Europea verso un uso più efficiente delle risorse, cui hanno partecipato i rappresentanti dell'industria, delle autorità pubbliche, della società civile, delle organizzazioni ambientali, gli esperti della normazione, i ricercatori etc. L'evento è stato aperto da Bob Brett, Presidente dell'Organo Strategico Consultivo sull'Ambiente del CEN (SABE), e da Hebert Mrotzek, Presidente del CENELEC TC 111X "Ambiente", mentre Pavel Misiga, che ha rappresentato la Commissione Europea (EC), ha illustrato gli obiettivi e gli elementi principali della policy dell'Unione Europea (EU) ed, in particolare, della "Tabella di marcia della EU verso un'Europa efficiente dal punto di vista delle risorse". Misiga ha annunciato che la Commissione ha lanciato una consultazione pubblica per raccogliere commenti e suggerimenti su come l'Unione Europea potrebbe stimolare il mercato nei confronti dei prodotti verdi (efficienti dal punto di vista delle risorse), ad esempio rafforzando il Green Public Procurement (GPP), ed in seguito pubblicherà delle proposte entro la fine del 2012. La Commissione si sta mobilitando, in particolare, per promuovere un utilizzo più efficiente delle risorse nei settori delle costruzioni, del trasporto e della produzione di alimenti e svilupperà delle linee guida su come valutare le prestazioni ambientali dei prodotti (inclusi beni e servizi) nel loro intero ciclo di vita. Nel corso dell'evento, i partecipanti hanno preso parte a due serie di discussioni di gruppo su "Efficienza delle risorse e industria" e "Efficienza delle risorse e normazione", le quali hanno dato origine a numerose idee e suggerimenti indirizzati sia alla Commissione Europea che agli enti di normazione. I risultati delle discussioni, incluse le raccomandazioni, le priorità e le azioni future proposte saranno contenuti in un report che verrà sottoposto alla Commissione.

per sé energia ma il cui utilizzo ha un impatto sul consumo di energia. In particolare, il Mandato M/495 risponde alla Direttiva 2009/125/CE dando indicazioni, per mezzo delle norme EN, su come applicare le misure di esecuzione (implementing measures) rese obbligatorie dall'art 15 della Direttiva. Le misure di esecuzione sono sviluppate dalla Commissione Europea e non riguardano tutti i prodotti connessi all'energia, ma solo

quelli che hanno un impatto ambientale significativo poiché presentano una elevata possibilità di ridurre in modo efficiente in termini di costi le emissioni di gas ad effetto serra. L'elenco di questi prodotti, identificati nell'art. 16 della Direttiva, è stabilito dal Programma del Cambiamento Climatico Europeo ed è riportato nel "Piano di Lavoro di progettazione ecocompatibile" che è aggiornato con cadenza indicativa di tre anni. Il primo Piano di Lavoro, del 21 ottobre 2008, ha coperto gli anni dal 2009 al 2011 compresi; è in fase di elaborazione il secondo, che abbraccerà gli anni dal 2012 al 2014 compresi.

Su questo elenco di prodotti si devono identificare le misure di esecuzione, che definiscono i requisiti di ecocompatibilità obbligatori. Essi possono essere di due tipologie:

- a) requisiti generici, per i quali non si fissano valori limite e sono atti a migliorare le prestazioni ambientali dei prodotti definendo aspetti generali quali informazioni ambientali ai consumatori oppure analisi del ciclo di vita ed un ecoprofilo per la valutazione di opzioni alternative di progettazione del prodotto da parte del fabbricante.
- b) requisiti specifici, per i quali si fissano valori limite relativi ad uno specifico aspetto ambientale del prodotto.

In questo scenario, il Mandato M/495 esprime la necessità di armonizzare le norme EN.

Questo atto significa che il numero ed il titolo di dette norme EN è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della CE e che la loro applicazione da la presunzione di conformità alle misure di esecuzione di progettazione ecocompatibile obbligatorie fissate nella Direttiva 2009/125/CE. L'applicazione delle norme EN armonizzate resta volontaria ma, dato che i requisiti cui afferiscono sono obbligatori, i soggetti devono comunque dimostrare di aver immesso sul mercato prodotti connessi all'energia riportati nel Programma di Lavoro realizzati secondo la progettazione ecocompatibile.

Diventa dunque vantaggioso avere a disposizione ed applicare uno strumento riconosciuto ufficialmente sia dal CEN sia dalla CE, il cui contenuto rispecchia lo stato dell'arte tecnico scientifico di tutte le componenti coinvolte. Inoltre, assume particolare importanza la partecipazione ai tavoli europei nei quali si scrive il testo delle norme EN, per poter inserire anche la propria realtà operativa.

Oltre a quelli sulla progettazione ecocompatibile, ad alcuni gruppi di prodotti connessi all'energia elencati nell'art. 16 e nel Piano di Lavoro sono assegnati requisiti obbligatori di etichettatura energetica relativi al consumo di energia ed anche al consumo di altre risorse essenziali. Anche in questo caso, il Mandato M/495 ha lo scopo di fornire norme EN per agevolare il rispetto delle misure supplementari obbligatorie contenute nella Direttiva 2010/30/UE.

Concretamente, l'appendice A del Mandato M/495 riporta, per ciascuna categoria di prodotti connessi all'energia, il dettaglio degli aspetti che devono essere trattati

nella norma EN per rispondere alla specifica misura di esecuzione di progettazione ecocompatibile.

Le norme EN armonizzate quindi conterranno per esempio metodi di misurazione e prova di parametri ambientali; metodi su come presentare l'informazione ambientale; guide metodologiche su come eseguire un'analisi del ciclo di vita e su come stabilire l'eco-profilo del



prodotto per verificare possibili progettazioni alternative. Naturalmente, le categorie di prodotti dell'appendice A sono coerenti con il Piano di Lavoro e sono aggiornate di conseguenza. Questo approccio caratterizza la continua evoluzione del Mandato M/495. Infatti esso sarà modificato successivamente alla approvazione del nuovo Piano di Lavoro per gli anni 2012-2014.

COMITATI TECNICI CEN COINVOLTI NEL MANDATO M/495

Numero TC	Titolo	Segreteria UNI
CEN/TC 109	Central heating boilers using gaseous fuels	Segreteria UNI
CEN/TC 299	Gas-fired sorption appliances, indirect fired sorption appliances, gas-fired endothermic engine heat pumps and domestic gas-fired washing and drying appliances	
CEN/TC 113	Heat pumps and air conditioning units	
CEN/TC 57	Central heating boilers	
CEN/TC 228	Heating systems in buildings	
CEN/TC 312	Thermal solar systems and components	
CEN-CLC/JWG FCGA	Fuel cell gas appliances	
CLC/TC 59X	Performance of household and similar electrical appliances	
CEN/TC 48	Domestic gas-fired water heaters	
CEN/TC 181	Dedicated liquefied petroleum gas appliances	
CLC/TC 108X	Safety of electronic equipment within the fields of Audio/Video, Information Technology and Communication Technology	
CLC/SR 100	Audio, video and multimedia systems and equipment	
CLC/TC 209	Cable networks for television signals, sound signals and interactive services	
CLC/TC 206	Consumer equipment for entertainment and information and related sub-systems	
CLC/SR 34A	Lamps	
CEN/TC 44	Commercial refrigerated cabinets, catering refrigerating appliances and industrial refrigeration	Segreteria UNI
CEN/TC 295	Residential solid fuel burning appliances	
CLC/TC 14	Power transformers	
CEN/TC 186	Industrial thermoprocessing - Safety	
CLC/SR 27	Industrial electroheating and electromagnetic processing	
CLC/TC 62	Electrical equipment in medical practice	
CEN/TC 121	Welding	
CEN/TC 123	Lasers and photonics	
CEN/TC 142	Woodworking machines - Safety	Segreteria UNI
CEN/TC 143	Machine tools - Safety	
CEN/TC 145	Plastics and rubber machines	Segreteria UNI
CEN/TC 62	Independent gas-fired space heaters	
CEN/TC 180	Decentralized gas heating	
CEN/TC 153	Machinery intended for use with foodstuffs and feed	
CEN/TC 49	Gas cooking appliances	Segreteria UNI
CEN/TC 106	Large kitchen appliances using gaseous fuels	
CEN/TC 169	Light and lighting	
CEN/TC 406	Project Committee - Mechanical products - Ecodesign methodology	

Per avviare l'esecuzione del Mandato M/495, il CEN deve presentare alla CE un piano di lavoro descrivendo per ciascun gruppo di prodotti le norme che si intendono elaborare o emendare o revisionare e la tempistica per la loro finalizzazione.

Nell'appendice A sono anche indicati i Comitati Tecnici CEN deputati allo sviluppo normativo ed i principali soggetti nominati dalla CE nel percorso che porta alla definizione delle misure di esecuzione di progettazione ecocompatibile o esperti tecnici che li hanno supportati, per coinvolgerli nei lavori del CEN.

Le ricadute della progettazione ecocompatibile sono già visibili a noi consumatori. Per esempio, alcune catene di negozi specializzati in elettronica, informatica, tecnologia ed elettrodomestici già dal 2007 hanno istituito programmi di sensibilizzazione del consumatore per indirizzarli verso un acquisto consapevole di beni di prodotti ecocompatibili, che rispondono a risparmio energetico, smaltimento intelligente dei componenti, riciclo dei materiali primari,

riduzione degli sprechi di risorse naturali e utilizzo di fonti energetiche alternative.



Istituto Nazionale di Qualificazione delle
imprese di installazione di impianti Elettrici

OGGI, AL COSTRUTTORE DI IMPIANTI ELETTRICI, È SEMPRE PIU' RICHiesto QUEL SALTO CULTURALE CHE LO QUALIFICA E CHE RAPPRESENTA ANCHE UN ELEMENTO DI GARANZIA PER IL RISPETTO DEL D.M. 37/08.

Per Informazioni

Per i consumatori: per informazioni sull'installatore UNAE più vicino a casa tua, telefona all'Albo UNAE della tua regione, i riferimenti li trovi sul sito <http://www.unae.it>



Una garanzia di qualità

Notiziario Aiel Irpaies

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti

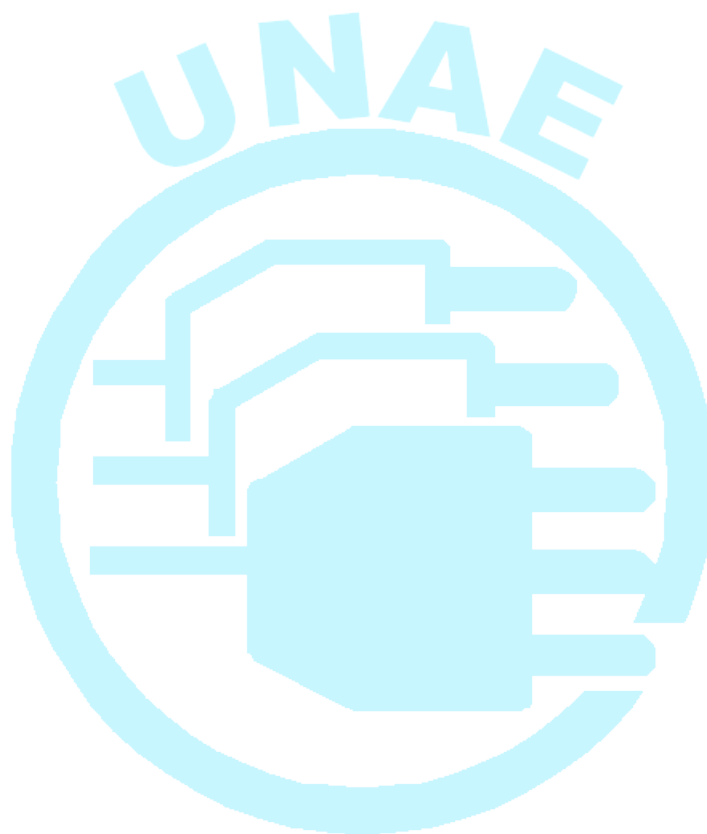


ANNO XXXXIII

N. 5 – SETTEMBRE/OTTOBRE 2012

SOMMARIO

EDITORIALE	3
NORMA CEI 0-21 – PRINCIPALI NOVITÀ	4
TARIFFE ELETTRICHE	10
EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI EDIFICI	21
LAMPEGGIAMENTO INDESIDERATO DELLE LAMPADINE DI NUOVA GENERAZIONE	24
SONDAGGIO CNA RELATIVO ALLA CONOSCENZA DELLE IMPRESE DELLA NORMA CEI 64-8 V3	27
I NOSTRI CORSI	31
PERCHÉ UNAE	32
FULMINI, PARAFULMINI, SCARICATORI - PADOVA, 22 SETTEMBRE 2012	33



EDITORIALE

DI ANTONELLO GRECO.

QUINTO CONTO ENERGIA



PUBBLICATO IL NUOVO CONTO ENERGIA

Ci siamo. Vorrei aprire questo numero del Notiziario con la notizia della pubblicazione, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della Delibera 292/2012 che fissa al 27 agosto l'avvio del Quinto Conto Energia – Decreto 5 luglio 2012 “Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)”.

Nuove tariffe incentivanti, nuovi requisiti, registro degli impianti ed una certezza: “il presente decreto cessa di applicarsi, in ogni caso, decorsi trenta giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno”: è dunque iniziato il countdown degli impianti che saranno ammessi a questo nuovo meccanismo incentivante.

All'interno del giornale vi presentiamo le principali novità emerse con la pubblicazione della seconda edizione della Norma Cei 0-21 (a pagina 4), un interessante articolo sulle tariffe elettriche e, in particolare, sugli oneri generali di sistema e le componenti tariffarie a copertura dei costi sostenuti per la collettività, estratto dal periodico dell'AEIT “L'energia elettrica” (da pagina 10) cui seguono due importanti articoli tecnici sull'efficienza energetica negli edifici e sull'indesiderato lampeggiamento delle lampade di nuova generazione, tratti dal periodico Dyn by DIN (da pagina 21 e 24).

Conclude questa edizione la presentazione del report sul sondaggio relativo alla conoscenza delle imprese della Norma Cei 64-8 - variante 3 a cura della CNA – Installazione Impianti, da pagina 27.

Buon lavoro.

NOTIZIE TECNICHE

A CURA DELLA SEGRETERIA TECNICA

NORMA CEI 0-21 - Ed 2012-06



PRINCIPALI NOVITÀ INTERVENUTE RISPETTO ALL'EDIZIONE 2011-12

Il CEI ha pubblicato la seconda edizione della Norma CEI 0-21: 2012-06 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica"¹.

La nuova versione si è resa necessaria a seguito della Delibera AEEG 84/2012/R/eel dell'8 marzo 2012² "Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale" che ha accolto le prescrizioni emesse da Terna col documento Allegato A.70 al Codice di rete. Documento che fissa alcuni criteri per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

L'entrata in vigore è prevista per il 1° luglio 2012, ad esclusione del paragrafo 8.5.1 (Insensibilità agli abbassamenti di tensione - LVFRT - Low Voltage Fault Ride Through), che entra in vigore il 1° gennaio 2013.

Definizioni

Le definizioni inerenti l'interfaccia utente distributore e che hanno riflessi contrattuali sono state totalmente allineate alle disposizioni più aggiornate dell'AEEG (TICA³, TIQE⁴, TIC⁵, TIME⁶, TIT⁷).

Utili ai fini anche della comprensione del diagramma di regolazione della tensione di rete a seguito dell'immissione di potenza reattiva da parte dei generatori sono le seguenti due nuove definizioni:

Art. 3.8 - Comportamento del generatore in sottoeccitazione (applicabile per analogia all'inverter).

La corrente prodotta dalla macchina è sfasata in anticipo rispetto alla tensione, con la convenzione del generatore. Per la rete, questo comportamento equivale all'assorbimento di potenza reattiva induttiva (comportamento proprio di un induttore che assorbe potenza reattiva). **Art. 3.9 - Comportamento del generatore in sovraeccitazione** (applicabile per analogia all'inverter). La corrente prodotta dalla macchina è sfasata in ritardo rispetto alla tensione, con la convenzione del generatore. Per la rete, questo comportamento equivale all'assorbimento di potenza reattiva capacitiva (comportamento proprio di un condensatore che eroga potenza reattiva).

Parte 2 – Caratteristiche degli Utenti, delle reti; criteri per la scelta del livello di tensione e degli schemi di connessione alle reti BT

- **Art. 5.1.1 - Livelli di tensione e frequenza.** Soppresso il riferimento alla Legge 8-3-1949 n. 105 in quanto con il DL 24/1/12 n. 1 "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività", convertito in legge, la stessa è stata abrogata

¹La versione a cui ci si riferisce è quella comprensiva dell'EC emessa dal CEI in data 27-06-12 che riguarda lo schema logico funzionale dello SPI e i punti A. 3.1 e H.1.2

²Vedasi il numero 1 e 2 del Notiziario AIEL IRPAIES

³Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) 23 luglio 2008. ARG/elt 98/08 (Testo Integrato delle Connessioni degli utenti Attivi).

⁴Allegato A alla deliberazione dell'AEEG 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 (Testo Integrato della Qualità Elettrica).

⁵Allegato C alla deliberazione dell'AEEG 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (Testo Integrato delle Connessioni degli utenti passivi).

⁶Allegato B alla deliberazione dell'AEEG 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (Testo Integrato Misura energia Elettrica).

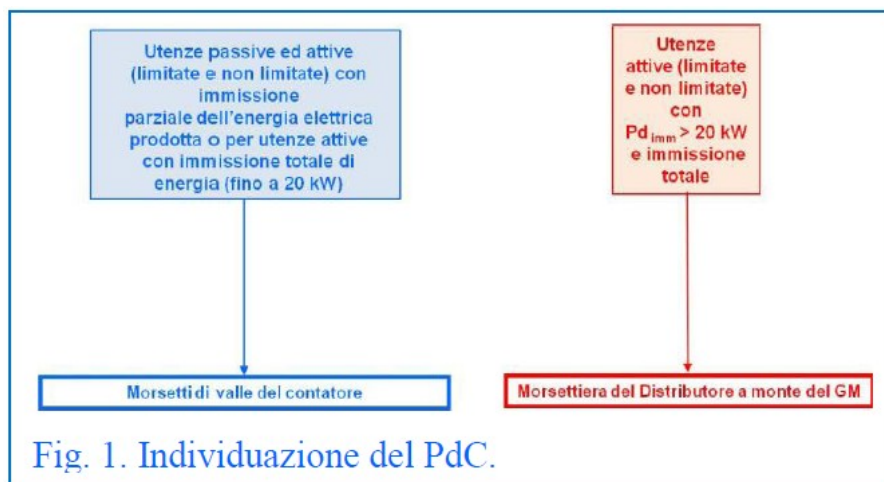
⁷Allegato A alla deliberazione dell'AEEG 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (Testo Integrato Trasporto).

disponendo di applicare anche in Italia il valore europeo 230/400 V della tensione di alimentazione della rete pubblica di BT in luogo del valore 220/380 V.

- Art. 5.1.2 - Stato del neutro. Collegamento a terra delle masse dell'impianto utente. Rettificato il valore della messa a terra del neutro che d'ora in poi deve avere un valore non superiore a 180Ω ⁸.

Parte 3 – Regole di connessione alle reti BT

- Figura 3 – È chiarito che lo schema⁹ si riferisce al collegamento per utenze fino a 20 kW¹⁰, passive ed attive con immissione parziale dell'energia elettrica prodotta, ma anche per utenze attive con immissione totale di energia. Conseguentemente è stata corretta anche la N.B.
- Mentre per la figura 4 è specificato che gli schemi si riferiscono ad utenti con potenza disponibili in immissione superiore a 20 kW.
- Modificata anche la N.B. della figura 5 nella quale è esplicitato che lo schema C (misura dell'energia semidiretta) è relativo a utenza con immissione parziale dell'energia o di potenza in immissione fino a 20 kW ed immissione totale dell'energia elettrica prodotta per il quale è previsto un secondo contatore per la misura dell'energia prodotta.
- È cambiata la descrizione del Punto di connessione (PdC), Art. 7.4.1. Il punto di connessione coincide con i morsetti di valle del contatore per tutti gli Utenti ad eccezione di quelli Attivi con potenza disponibile in immissione superiore a 20 kW ed immissione totale dell'energia prodotta; in quest'ultimo caso il PdC coincide con una morsettiera posta dal Distributore a monte del contatore (fig. 1)¹¹. In precedenza il PdC in coincidenza con la



morsettiera di proprietà del Distributore era previsto per tutti gli utenti attivi ("puri") indipendentemente dal livello di potenza del loro impianto. Art. 7.4.2 È specificato che i componenti, rilevanti ai fini della sicurezza, affidabilità e continuità del servizio, per i quali è richiesto che la fornitura avvenga da costruttori in possesso di un sistema di gestione per la qualità certificato, sono quelli utilizzati come DG, DDI e SPI. Art. 8.2.2.1 Funzioni del DDI.

⁸Assumendo infatti a riferimento la tensione nominale di fase $U_o = 230 \text{ V}$, un interruttore differenziale con corrente differenziale d'intervento di 1A e una tensione di contatto limite $U_L = 50 \text{ V}$, per avere la certezza dell'interruzione automatica dell'alimentazione in caso di primo guasto franco a terra in un apparecchio utilizzatore, la resistenza del neutro della rete pubblica deve essere:

$$R_n \geq U_o - \frac{U_L}{I_{dn}} = \frac{230 - 50}{1} = 180 \Omega$$

⁹La precedente didascalia era: "Schema di collegamento per utenze passive e attive con immissione parziale dell'energia elettrica prodotta – Misure dirette".

¹⁰La potenza di 20 kW dell'impianto stabilisce il limite sotto il quale il Distributore assume obbligatoriamente la competenza e la responsabilità dell'installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta (vedasi anche art. 12.2 Misuratore M2).

¹¹Nella prima edizione la descrizione era: "Art. 7.4.1. Punto di connessione Il punto di connessione coincide con i morsetti di valle del contatore per tutti gli Utenti ad eccezione di quelli Attivi con immissione totale dell'energia prodotta; in quest'ultimo caso il PdC coincide con una morsettiera posta dal Distributore a monte del contatore".

È esemplificato, nota 38, a proposito dell'intervento del DDI, che lo stesso non è in grado di assicurare totalmente l'assenza di richiusure con generatore in discordanza di fase. Nel caso degli inverter non è ammesso un intervento non coordinato tra il SPI e le protezioni del generatore (ad esempio le protezioni di frequenza del generatore non devono causare il distacco del generatore stesso dalla rete in maniera anticipata rispetto al corretto intervento del SPI). Art. 8.2.2.4. Rincalzo per mancata apertura del DDI. Precisato che la funzione di rincalzo al dispositivo di interfaccia è realizzata tramite l'invio, temporizzato al massimo di 0,5 s, del comando di apertura "mediante bobina a mancanza di tensione, bobina a lancio di corrente o altro mezzo equivalente al fine di garantire la sicurezza sull'apertura della protezione d'interfaccia" ... Art. 8.4.1.1. Impianti di produzione direttamente connessi: generatori rotanti asincroni. È ammesso ora che l'avviamento e la sincronizzazione del generatore asincrono (20 kW) possano essere effettuati tramite la rete (utilizzo come motore primo, oppure utilizzo del generatore come motore elettrico di lancio).

- Per i generatori di potenza superiore a 20 kW: qualora sia attuato un avviamento da rete, devono essere previsti opportuni sistemi di limitazione della corrente di avviamento in modo da non superare due volte la corrente nominale del generatore;
- Qualora invece sia impiegato un motore primo, la chiusura del dispositivo di generatore deve essere subordinata alla verifica che la velocità di rotazione sia prossima a quella di sincronismo con una tolleranza del $\pm 2\%$. Art. 8.4.1.3. Impianti di produzione indirettamente connessi. L'articolo è stato completamente riscritto e tratta della connessione, riconnessione ed erogazione graduale ai fini di prevenire che dette operazioni avvengano con frequenza e tensione al di fuori dei limiti stabiliti dal Distributore, che sono:

frequenza: 49,90 Hz - 50,10 Hz

tensione: 85% - 110 % Un

Ciò allo scopo di ridurre le perturbazioni alla rete in fase di connessione o ripristino dopo un intervento della protezione d'interfaccia (PI) o dopo un rientro da un transitorio di sovrافrequenza.

Sono prese in considerazione tre situazioni:

- a) Avviamento e sincronizzazione¹²; l'operazione deve essere consentita se la frequenza e la tensione si mantengono stabili negli intervalli sopra indicati (rete

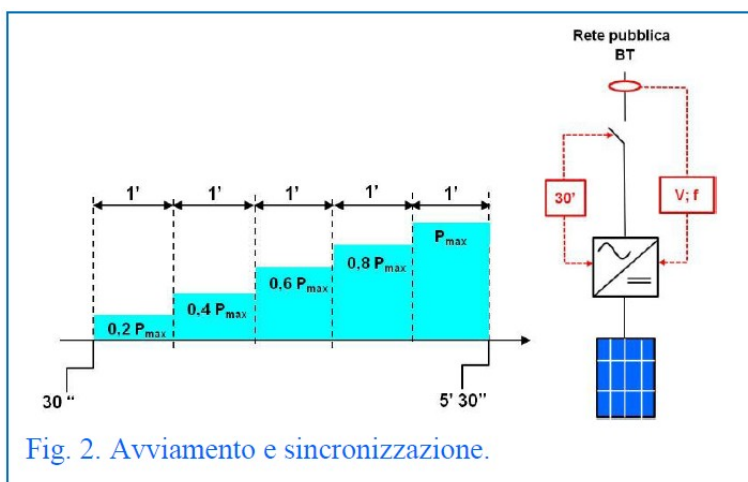


Fig. 2. Avviamento e sincronizzazione.

sana) per almeno 30 s e deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20% al minuto della potenza massima (fig. 2).

¹²Tipicamente alla partenza degli impianti fotovoltaici il mattino, riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, la ripartenza dopo una disconnessione non dipendente dall'intervento delle PI.

- b) Riconnessione conseguente all'intervento delle protezioni d'interfaccia: come appena detto ma per un tempo di attesa di 300 s. Sono escluse le riconnessioni automatiche degli inverter che avvengono durante e al termine della routine di autotest. Per questi casi è possibile la riconnessione immediata tra un test e il successivo, oltre al ripristino della potenza erogata senza applicazione di limiti al gradiente massimo.
- c) Rientro da una situazione transitoria di sovrافrequenza (oltre 50,3 Hz, che non ha causato l'intervento delle protezioni d'interfaccia):
 - l'impianto di produzione non dovrà aumentare il livello minimo di potenza raggiunto in fase di diminuzione della frequenza fino a quando la frequenza stessa non torni ad essere compresa nell'intervallo sopra indicato per un tempo di 300 s;
 - la ripresa dell'ordinario regime di produzione deve avvenire in maniera progressiva con un gradiente positivo massimo pari al 20% del valore di potenza prodotta prima dell'evento (superamento del limite di 50,3 Hz), al minuto con un limite inferiore pari al 5% al minuto della potenza massima del generatore.
- Art. 8.4.4 Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del distributore. Riformulato completamente in recepimento dell'Allegato A.70 al Codice di rete di Terna approvato dalla Delibera AEEG 84/2012/R/eel che stabilisce i campi di funzionamento di tensione e frequenza che garantiscono la sicurezza del sistema elettrico contro il rischio di estese disconnessioni della generazione distribuita (GD).
Tutti gli impianti di produzione devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo con la rete per valori di tensione, nel punto di connessione, compresi nel seguente intervallo:

$$85 \% V_n \leq V \leq 110 \% V_n$$

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete in funzione della frequenza, tutti gli impianti di produzione devono essere in grado di rimanere connessi alla rete per un tempo indefinito per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

- 8.6.2.1 Regolazioni del sistema di protezione d'interfaccia¹³
La tabella 8 portante le tarature del SPI (regolazioni "di default") è rimasta praticamente invariata.

Modificato lo schema logico funzionale degli interventi dello SPI (fig.3), come prospettato nelle prescrizioni di Terna nel riferito documento A.70 al Codice di rete, per il quale sono previste due modalità di funzionamento.

- Modalità transitoria di funzionamento del SPI (impiego del SPI sulla base di sole informazioni locali). In questa modalità di funzionamento, il tempo d'intervento delle protezioni $81 < S2$ e $81 > S2$ deve essere pari a 0,1 s.
- Modalità definitiva di funzionamento del SPI (impiego del SPI sulla base di letture locali e d'informazioni/comandi esterni). In questa modalità di funzionamento, il

¹³È precisato (nota 50) che l'applicazione della norma CEI 0-16 nel caso che lo SPI sia installato sul lato BT di un utente connesso in MT è limitata al caso d'impianti con potenza superiore a 30 kW e si rientra nelle prescrizioni di cui allegato A.70 emesse da Terna.

tempo d'intervento sarà pari a 1 s per la protezione di massima frequenza ($81 > S2$) e a 4 s per la protezione di minima frequenza ($81 < S2$).

- Art. 8.7. Regolamento di esercizio. Mentre prima la stipula, preventiva all'avviamento dell'impianto, era una facoltà riservata al Distributore che vi ricorreva qualora lo avesse ritenuto necessario, ora il perfezionamento di un regolamento d'esercizio è obbligatorio. Si è inteso così formalizzare l'assunzione di responsabilità da parte dell'utente, rispetto all'obbligo del mantenimento in efficienza dell'impianto al fine da non arrecare disturbi alla rete, e da parte del Distributore, in ordine alla vigilanza sull'effettiva sussistenza dei requisiti di conformità dell'impianto alla norma CEI 0-21 e dell'effettuazione delle prove di verifica sul campo.
- Allegato G. Regolamento di esercizio in parallelo con la rete a BT. È stata modificata la tabella sui vanno riportati i tempi rilevati in sede di verifica delle regolazioni del sistema di protezione di interfaccia (tramite cassetta di prova su SPI esterni, autotest su SPI integrati), prevista nell'ambito dell'autocertificazione di conformità alla norma CEI 0-21 a cura dei soggetti a ciò abilitati¹⁴.

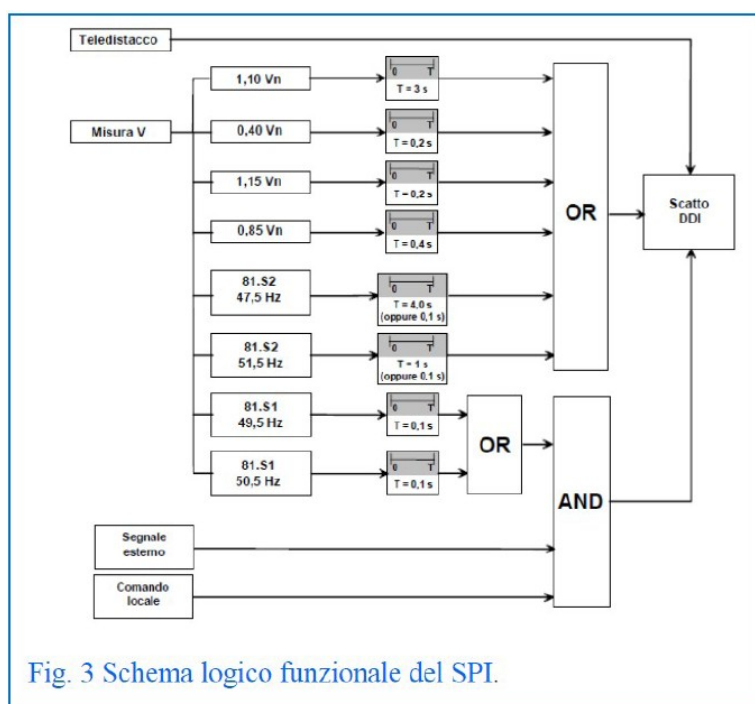


Fig. 3 Schema logico funzionale del SPI.

Di seguito si riporta la situazione che si è determinata negli allegati per i quali la maggior parte delle modifiche ha riguardato le specifiche di costruzione e prove destinate essenzialmente ai costruttori degli inverter e dei sistemi di protezione d'interfaccia che devono rilasciare la dichiarazione di conformità secondo lo schema di cui all'Allegato C.

¹⁴Delibera AEEG 08-03-12 84/2012/r/eel). Art. 4.2, lettera c). I soggetti di cui all'articolo 40, comma 40.5, del TIQE 2012-2015, sono: responsabile tecnico da almeno cinque anni di imprese installatrici abilitate ai sensi dell'art. 3 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a), del decreto stesso; b) professionista iscritto all'albo professionale per le specifiche competenze tecniche richieste, e che ha esercitato la professione per almeno cinque anni nel settore impiantistico elettrico; c) responsabile dell'ufficio tecnico interno dell'impresa non installatrice, in cui la cabina è installata, se in possesso dei requisiti tecnici professionali di cui all'art. 4 del decreto 22 gennaio 2008, n. 37 per gli impianti di cui all'art. 1, comma 2, lettera a) del decreto stesso.

Protezione	Soglia norma CEI 0-21	Soglia impostata	Tempo norma CEI 0-21	Tempo d'intervento rilevato	
(59 S1)	1,10 Un	V	≤ 3 s		
(59 S2)	1,15 Un	V	0,2 s	_____ s	☐ SI ☐ NO
(27 S1)	0,85 Un	V	0,4 s	_____ s	☐ SI ☐ NO ☐ NP
(27 S2)	0,40 Un	V	0,2 s	_____ s	☐ SI ☐ NO ☐ NP
(81>S1)	50,5 Hz	Hz	0,1 s	_____ s	☐ SI ☐ NO ☐ NP
(81<S1)	49,5 Hz	Hz	0,1 s	_____ s	☐ SI ☐ NO ☐ NP
(81>S2)	51,5 Hz	Hz	0,1 s ÷ 5 s	_____ s	☐ SI ☐ NO ☐ NP
(81<S2)	47,5 Hz	Hz	0,1 s ÷ 5 s	_____ s	☐ SI ☐ NO ☐ NP
Telescatto			0,05 s	_____ s	☐ SI ☐ NO ☐ NP
Autotest					☐ SI ☐ NO ☐ NP
Segnale locale		ON-OFF			

I tempi di intervento devono essere rilevati da opportuno file, non modificabile dall'Utente, prodotto dalla cassetta prova relè o dall'inverter (ammissibile solo in caso di SPI integrato) oppure dal display dell'inverter. La stampa del file ed l'eventuale supporto informatico con il file stesso deve essere allegato alla presente relazione. In caso di rilievo dei dati dal display dell'inverter, devono essere allegate le foto del display con i dati chiaramente leggibili per ciascuna delle prove da effettuare. NP = non previsto.

	Allegato	Modificato	Non modificato
A	Caratteristiche e prove per il SPI	X	
B	Prove sugli inverter per impianti indirettamente connessi	X	
C	Dichiarazione di conformità alle prescrizioni alla Norma CEI 0-21	X	
D	Segnali su protocollo CEI EN 61850		X
E	Partecipazione delle unità GD al controllo della tensione	X	
F	Limitazione della potenza attiva delle unità GD	X	
G	Regolamento di esercizio in parallelo con rete BT	X	
H	Caratteristiche della cassetta prova relè	X	
I	Valutazione dell'angolo alla richiusura		X

agu
07/12

ATTUALITÀ

TARIFFE ELETTRICHE



GLI ONERI GENERALI DI SISTEMA E LE COMPONENTI TARIFFARIE A COPERTURA DEI COSTI SOSTENUTI PER LA COLLETTIVITÀ

Maria Paola Gaggia

Federico Luiso

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Articolo tratto dal periodico L'Energia Elettrica dell'AEIT – Federazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni, n. 2 – volume 89, marzo/aprile 2012.

Quali sono le componenti tariffarie a copertura dei costi sostenuti per la collettività e quanto pesano sulle bollette dei consumatori.

Introduzione: origine e natura degli oneri generali di sistema

Gli oneri generali del sistema elettrico sono costi sostenuti per alcune attività o servizi effettuati "a beneficio" della collettività che trovano la loro copertura nelle tariffe elettriche.

La maggior parte (almeno fino ad oggi) dei costi per l'erogazione dei diversi servizi che compongono la filiera elettrica (produzione, trasporto, vendita, ecc.) sono recuperati in via diretta sugli utilizzatori: ad esempio, il cliente finale paga un determinato corrispettivo tariffario per il servizio di trasporto in proporzione all'energia elettrica da lui prelevata e alla potenza impegnata. Il servizio di trasporto è quindi direttamente remunerato dal soggetto che "beneficia" di tale servizio. D'altra parte, vi sono alcune attività del settore elettrico che non hanno un "utilizzatore" diretto: gli esempi classici sono l'attività di ricerca o di miglioramento ambientale. Dal momento che i costi sostenuti per queste attività a beneficio diffuso non possono essere recuperati direttamente, si utilizza il meccanismo degli oneri generali di sistema, che non è altro che lo stesso meccanismo applicato nella fiscalità generale: tutti i consumatori contribuiscono a versare una quota – prevalentemente proporzionale al kWh prelevato - che viene depositata in appositi "Conti" istituiti presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico. Il soggetto o i soggetti aventi diritto attingono dai suddetti conti per remunerare le attività effettuate a vantaggio della generalità degli utenti elettrici.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è incaricata di fissare i Corrispettivi che vanno sulle bollette e le modalità di distribuzione del gettito raccolto.

Gli oneri generali di sistema in senso stretto possono essere costituiti solo da atti aventi forza di legge o da atti delegati dalla legge e sono individuati, di norma, da una sigla composta dalla lettera "A" seguita da un numero progressivo.

Generalmente, però, si includono tra gli oneri generali anche le componenti tariffarie introdotte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con le medesime finalità e il medesimo sistema di

esazione. Per distinguerle dagli oneri generali previsti *ex lege*, questi sono codificati dalla sigla UC seguita da un numero progressivo.

Stante la natura para-fiscale degli oneri generali e in considerazione del fatto che la voce di gran lunga preponderante tra essi riguarda una componente relativa ad un beneficio non esclusivamente a vantaggio dei consumatori elettrici come quello ambientale (la componente A3, che finanzia gli strumenti per la promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili, è stata più volte avanzata la proposta di trasferire gli oneri generali del sistema elettrico sulla fiscalità generale.

La proposta, condivisibile in linea di principio, non ha mai trovato accoglimento per motivi pratici, legati sia alle maggiori garanzie del versamento da parte dell'utente elettrico rispetto al contribuente, sia alla maggiore rigidità delle procedure per l'approvazione di norme che incidono sul bilancio pubblico.

Anzi, è successo il contrario. Le leggi finanziarie del 2005 [1] e del 2006 [2] hanno stabilito che, ogni anno, circa 135 milioni di euro siano prelevati dagli oneri generali e versati a favore del bilancio dello Stato.

Gli oneri generali di sistema

Il primo elenco degli oneri generali di sistema è stato individuato dal decreto ministeriale 26 gennaio 2000 [3], su delega del decreto di liberalizzazione del settore elettrico, cosiddetto decreto Bersani [4].

Il primo elenco era composto dai seguenti oneri:

1. la reintegrazione, alle imprese produttrici-distributrici, della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea n. 96/ 92/CE [5], dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica: sono i cosiddetti **stranded cost**, cioè quei costi sostenuti da Enel nel regime di monopolio dell'attività di produzione di energia elettrica che Enel non avrebbe potuto recuperare nel nuovo regime liberalizzato;
2. la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva europea n. 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici: è la cosiddetta **rendita idroelettrica**, cioè un graduale riallineamento dei prezzi di vendita dell'energia prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermici tra il regime di monopolio (in cui il prezzo era fissato in via amministrata e non comprendeva il costo del combustibile) e il regime di mercato (in cui il prezzo di vendita dell'energia elettrica non è più differenziato per fonte e comprende anche il costo del combustibile). Si noti che questo corrispettivo, in quanto recupero di una rendita positiva dell'ex monopolista, è stato l'unico caso di onere generale "negativo": esso infatti non era pagato dal consumatore, ma contribuiva ad alleggerire la bolletta;
3. i costi connessi allo **smantellamento delle centrali elettronucleari** dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti;
4. i costi relativi all'**attività di ricerca e sviluppo** finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico¹;
5. l'applicazione di **condizioni tariffarie favorevoli** per alcune forniture di energia elettrica (per esempio per le Ferrovie dello Stato, per gli utilizzi dei comuni rivieraschi, ecc.).

Un dettaglio forse meno noto è che, in conformità al dettato legislativo, fu l'Autorità per l'energia elettrica e il gas a proporre al Ministero l'individuazione degli oneri generali, con propria delibera n. 138/99 [6]; e che, oltre ai cinque recepiti nel decreto, l'Autorità ne aveva proposto un sesto, a

¹Negli ultimi anni, le attività di ricerca di interesse generale per il settore elettrico hanno registrato ritardi rispetto ai piani triennali 2006-2008 e 2009-2011. I ritardi, che riguardano prevalentemente le attività a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e, contestualmente, di interesse specifico di operatori del settore dell'energia elettrica (articolo 10, comma 2, lettera b, del decreto ministeriale 26 gennaio 2000), hanno comportato una momentanea contrazione dei contributi erogati.

copertura di "costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi specifici di tutela ambientale", che il Ministero non ritenne opportuno inserire nel proprio decreto.

Completava il primo gruppo di oneri generali di sistema quello individuato direttamente dal decreto Bersani (articolo 3, comma 13), che prevedeva di includere negli oneri di sistema dovuti dall'insieme degli utenti finali la differenza tra i costi di acquisto e i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica incentivata ai sensi del **provvedimento CIP n. 6/92** [7]. La componente tariffaria A3 fu costituita per finanziare tale onere.

Successivamente, il perimetro degli oneri generali di sistema fu ridefinito con decreto-legge n. 25 del 2003 [8]. Il decreto mantenne gli oneri relativi allo smantellamento degli impianti nucleari, quelli relativi alla ricerca e alle tariffe agevolate, eliminò la rendita idroelettrica e limitò gli *stranded cost* ai soli maggiori costi derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale che Enel si era impegnata ad importare dalla Nigeria. Questi ultimi oneri nascevano da una scelta rischiosa dell'ex monopolista, che, nell'ambito di un progetto di costruzione di un rigassificatore a Montalto di Castro, stipulò un contratto pluriennale di importazione di gas naturale dalla Nigeria prima di avere la certezza della disponibilità del rigassificatore. L'autorizzazione alla costruzione del rigassificatore non fu concessa e il gas liquefatto proveniente dalla Nigeria dovette essere trasportato in Francia, rigassificato presso l'impianto di Montoir-de-Bretagne e trasportato in Italia via gasdotto; il tutto a costi fuori mercato, recuperati in via amministrata attraverso la componente tariffaria A6.

Sempre nel 2003, il decreto-legge n. 314 [9], nel dettare disposizioni urgenti per la raccolta, lo smaltimento e lo stoccaggio dei rifiuti radioattivi, introduceva un nuovo onere generale di sistema: le "misure di compensazione territoriale", erogazioni economiche a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare, finanziate attraverso un'aliquota della componente della tariffa elettrica per ogni kWh consumato. È stata pertanto istituita un'apposita componente tariffaria denominata MCT¹

Infine, su delega della legge finanziaria 2006 [2], il decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007 [10] ha stabilito delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizione di salute (cosiddetto bonus elettrico). Il decreto prevede che gli sconti praticati a tali clienti siano inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, e incarica l'Autorità per l'energia elettrica e il gas di istituire una apposita componente tariffaria (denominata As), applicata alla generalità dell'utenza, per la copertura dei suddetti oneri.

È degna di nota la considerevole espansione nel tempo delle attività finanziate attraverso la componente A3, che, come si vedrà in seguito, pesa ormai di gran lunga più di tutte le altre messe insieme. Infatti, a partire dal 2005, con l'istituzione del primo "Conto energia" per la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, tutte le attività di promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili sono state finanziate per mezzo della componente A3.

Le ulteriori componenti

Come detto, anche altri servizi generali relativi al sistema elettrico non direttamente imputabili agli utilizzatori sono remunerati attraverso lo stesso sistema di finanziamento degli oneri generali. Le componenti tariffarie individuate per il finanziamento di tali attività sono codificate come UC, cioè Ulteriori Componenti.

Attualmente:

- A. l'UC3 alimenta il **conto per la perequazione dei costi di trasporto e misura dell'energia elettrica**, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi per le imprese distributrici. La perequazione è uno strumento caratteristico della regolazione tariffaria che serve a compensare l'obbligo di una tariffa unica nazionale (per

¹Il decreto-legge n. 314/03 prevede l'applicazione dell'aliquota anche all'energia prodotta e autoconsumata in sito.

tipologie di utente) con l'oggettiva differenziazione dei costi del servizio tra i diversi ambiti territoriali dovuti a variabili esogene al gestore di rete: l'esempio tipico è l'impresa distributrice alpina che per la costruzione e l'esercizio delle linee elettriche sostiene costi maggiori di un'analoga impresa nella pianura Padana. Poiché il meccanismo di riallineamento dei costi tra esercenti non può chiudere perfettamente in pari, il conto UC3 sopprime agli squilibri che annualmente si generano.

- B. L'UC4 alimenta il **conto per le integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori**; queste imprese, che tipicamente erogano il servizio elettrico integrato (produzione, trasporto e vendita) nelle piccole isole, sostengono costi più elevati dei costi medi nazionali e pertanto, per garantire il servizio di pubblica utilità, necessitano di un'integrazione ai ricavi. L'integrazione tariffaria a favore delle imprese elettriche minori è prevista dall'articolo 7 della legge n. 10/91 [11] e pertanto è del tutto assimilabile ad un onere generale;
- C. L'UC6 alimenta il **conto qualità dei servizi elettrici**; questo conto serve ad erogare i premi a cui hanno diritto i gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione che raggiungono elevati livelli di recupero sulla qualità del servizio elettrico, sulla base della disciplina dettata dall'Autorità (cfr. [12 – 13]);
- D. L'UC7 alimenta il **conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica** negli usi finali di energia elettrica. Nell'ambito del sistema che incentiva l'efficienza energetica attraverso i "certificati bianchi", le imprese distributrici soggette all'obbligo di realizzare interventi di efficienza energetica recuperano, attraverso tale conto, i costi relativi agli interventi effettuati nel settore elettrico. Ai sensi di quanto previsto dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 [14], i costi sostenuti dai distributori di energia elettrica soggetti all'obbligo di realizzare interventi di efficienza energetica possono trovare copertura, qualora comportino una riduzione dei consumi di energia elettrica e limitatamente alla parte non coperta da altre risorse, sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica, secondo criteri stabiliti dall'Autorità. Inizialmente, il Conto per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica era finanziato tramite i corrispettivi per prelievi di energia reattiva. Tuttavia, in previsione dell'aumento degli oneri in capo al suddetto conto, l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 191/08 [15], ha istituito la componente UC7, applicata ai prelievi di energia attiva, il cui gettito integra quello derivante dai corrispettivi sui prelievi di energia reattiva.

La riforma della legge n. 99/09: il passaggio dai prelievi ai consumi

Nel luglio del 2009 la legge n. 99/09 [16] ha introdotto un'importante novità in materia di esazione degli oneri generali di sistema.

L'articolo 33, comma 5, della legge prevede che i corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema siano determinati *"facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali"*, modificando la regola precedente che ne stabiliva l'applicazione sull'energia elettrica prelevata.

Per meglio comprendere il motivo che ha portato all'adozione di tale norma è necessaria una breve digressione in merito alla differenza tra l'energia elettrica prelevata dalla rete e l'energia elettrica consumata da un cliente finale.

Per i clienti finali che non dispongono di impianti di produzione in sito, vale a dire che prelevano dalla rete tutta l'energia elettrica necessaria a soddisfare i propri consumi, la quantità di energia elettrica consumata coincide con quella prelevata dalla rete.

Invece, per i clienti finali (o i gruppi di clienti) che utilizzano energia elettrica prodotta in sito, cioè senza interessare la rete pubblica, la quantità di energia consumata è maggiore della quantità di

energia prelevata dalla rete, poiché una quota (che può arrivare al 100%) dei consumi è coperta da energia elettrica prodotta in sito e quindi non prelevata dalla rete.

Fino all'entrata in vigore della legge n. 99/2009, la normativa italiana prevedeva che i prezzi dell'energia elettrica e i corrispettivi tariffari variabili (espressi cioè in €/ kWh), inclusi gli oneri generali di sistema, avessero come base imponibile, per tutti i clienti, l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica.

Quando l'auto-produzione era ancora poco diffusa, la quantità di energia elettrica su cui venivano imposti i corrispettivi tariffari - cioè l'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete - differiva per poco dall'energia elettrica consumata dalla totalità dei clienti finali.

Tuttavia, il crescente ricorso all'auto-produzione in sistemi chiusi verificatosi dall'inizio degli anni 2000, ha comportato una corrispondente diminuzione dell'energia elettrica prelevata dalla rete, erodendo così l'energia elettrica imponibile su cui applicare gli oneri generali di sistema.

A parità dell'ammontare dei costi da recuperare, la diminuzione dell'energia elettrica imponibile su cui "caricare" detti costi comporta, da un lato, un incremento del corrispettivo unitario variabile e, dall'altro, un sempre minor numero di clienti assoggettati ai corrispettivi.

A sua volta, l'incremento dei corrispettivi tariffari variabili applicati all'energia elettrica prelevata dalla rete induceva - e, in assenza della legge n. 99/ 2009, avrebbe continuato a indurre - sempre più clienti a sviluppare sistemi chiusi di auto-produzione per evitare di pagare tali corrispettivi, creando così un circolo vizioso.

In sintesi, il permanere della normativa antecedente alla legge n. 99/ 2009 avrebbe creato un effetto di traslazione degli oneri generali a copertura di costi della collettività su un numero sempre più esiguo di consumatori, con contestuale continuo incremento dei corrispettivi non dipendente da un aumento dei relativi costi.

È opportuno rilevare anche che, nell'introdurre la nuova disciplina, il legislatore ha comunque inteso salvaguardare l'affidamento dei soggetti appartenenti ai sistemi chiusi già esistenti che, per effetto della normativa sopravvenuta, avrebbero dovuto sopportare un improvviso aggravio delle condizioni economiche di approvvigionamento di energia elettrica. Le cosiddette *Reti Interne di Utensila* (RIU) sono i sistemi chiusi esistenti alla data di entrata in vigore della legge n. 99/2009 per i quali continua ad applicarsi il vecchio regime impositivo degli oneri generali di sistema, sull'energia elettrica prelevata e non su quella consumata.

Deroghe analoghe sono concesse anche ai *Sistemi Efficienti di Utensila* (SEU)^{III} e agli autoproduttori in sito, perché tali configurazioni non sono considerate "reti"^{IV}.

Come si applicano gli oneri generali di sistema

Nel settore elettrico, gli oneri generali e le ulteriori componenti sono applicate dalle imprese distributrici come maggiorazione della tariffe per il servizio di distribuzione. Dette componenti, di norma, sono trattate come "passanti" da patte dei venditori di energia elettrica (sia nel mercato libero che nel mercato tutelato) e, conseguentemente, ribaltate senza modifiche sul cliente finale, che, dunque, ne sostiene il costo.

Dette componenti sono, in generale, applicate con struttura binomia (quota fissa per punto di prelievo e quota variabile per kWh consumato). Il valore unitario (nel gergo "aliquota") assunto da quota fissa e quota variabile è, nella maggioranza dei casi, differenziato per tipologia di utensila (domestica, illuminazione pubblica, altre utenze in bassa, media o alta tensione) secondo criteri che variano da componente a componente.

Nella **tabella 1** sono sintetizzate le caratteristiche principali di ciascuna componente .

^{III}Cfr. il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, recante "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici" .

^{IV}Cfr. anche il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 1 O dicembre 2010, recante "Attuazione dell'articolo 30, comma 27, della legge 23 luglio 2009, n 99, in materia di rapporti intercorrenti fra i gestori delle reti elettriche, le società di distribuzione in concessione, i proprietari di reti private ed i clienti finali collegati a tali reti".

Scaglioni ed esenzioni

Per gli utenti domestici le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e le ulteriori componenti sono solo in quota energia, con l'unica eccezione della componente UC6.

Per gli utenti domestici residenti con una potenza impegnata non superiore a 3 kW le componenti tariffarie A2, A3, A4, A5 e la componente UC4 sono applicate con aliquote espresse in centesimi di euro/kWh, differenziate per i seguenti scaglioni di consumo:

- da 0 a 1.800 kWh/anno;
- da 1.801 a 2.640 kWh/anno;

Tabella 1 Componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e ulteriori componenti

COMPONENTE	NATURA	UTENTI ASSOGGETTATI	STRUTTURA
A2 (nucleare)	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Binomia: quota fissa (€cent per punto di prelievo all'anno) e quota energia (€cent per kWh)
A3 (rinnovabili e assimilate)	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Binomia: quota fissa (€cent per punto di prelievo all'anno) e quota energia (€cent per kWh)
A4 (regimi speciali)	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (€cent per kWh)
A5 (ricerca)	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Binomia: quota fissa (€cent per punto di prelievo all'anno) e quota energia (€cent per kWh)
As (bonus elettrico)	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati, tranne i destinatari del bonus	Quota energia (€cent per kWh)
UC3 (perequazione)	Ulteriore comp.	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (€cent per kWh)
UC4 (imprese minori)	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (€cent per kWh)
UC6 (qualità)	Ulteriore comp.	Tutti BT e MT, domestici e non, liberi e tutelati	Trinomia: quota fissa (€cent per punto di prelievo all'anno), quota potenza (€cent per kW all'anno) e quota energia (€cent per kWh)
UC7 (efficienza energetica)	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (€cent per kWh)
MCT (compensazioni territoriali)	Onere generale	Tutti, domestici e non, liberi e tutelati	Quota energia (€cent per kWh)

- oltre 2.640 kWh/ anno.

La struttura scaglionata per i suddetti utenti domestici è stata inizialmente introdotta con la deliberazione n. 135/ 07 [17], nell'ambito di una prima revisione della struttura della tariffa di fornitura dell'energia elettrica applicata alle utenze domestiche, al fine di garantirne la compatibilità con la completa liberalizzazione del servizio di vendita nel settore elettrico del 1° luglio 2007. La medesima deliberazione prevedeva che detta riforma avesse carattere transitorio in attesa della definizione di un nuovo sistema di tutela sociale, sostitutivo della tutela generalizzata garantita dalla tariffa D2.

Detta riforma è stata poi completata con la deliberazione ARG/elt 117/ 08 [18]. Tale delibera, dando attuazione operativa al sistema di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici in condizioni di disagio economico e/o in gravi condizioni di salute, in coerenza con le disposizioni del DM 28 dicembre 2007 [10], ha proceduto alla riforma del sistema tariffario applicabile alla generalità delle utenze domestiche, fissando i valori attuali degli scaglioni applicati a partire dal 1° gennaio 2009.

La disciplina delle componenti A e UC prevede inoltre alcune deroghe per gli utenti in media, alta ed altissima tensione.

Si ricorda in particolare che l'articolo 3, comma II, del decreto Bersani, prevede che la quota parte del corrispettivo a copertura degli oneri generali a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad alto consumo di energia, sia definita in misura decrescente in rapporto ai consumi maggiori.

In ottemperanza a quanto sopra:

- per gli utenti in media tensione le aliquote in quota energia delle componenti tariffarie A sono poste pari a zero per i consumi mensili eccedenti gli 8 Gwh;
- per gli utenti in alta e altissima tensione è previsto uno sconto pari al 50% sulle aliquote in quota energia delle componenti A, da applicare in misura uguale su tutti i consumi che eccedono la soglia di 4 GWh/mese e fino a 12 GWh/mese, e la completa esenzione per i consumi eccedenti quest'ultima soglia.

Tabella 2 Aliquota media e gettito componenti A e UC
(Dati relativi al I trimestre 2012)

COMPONENTE	ALIQUOTA MEDIA NAZIONALE (€cent/kWh)	GETTITO ATTESO ANNUO (milioni di €)
A2	0,051	152
A3	2,962	8.760
A4	0,087	255
A5	0,010	42
As	0,007	17
UC3	0,003	9
UC4	0,030	71
UC6	0,015	40
UC7	0,071	198
MCT	0,0066	19

Il sistema di deroghe per gli utenti in alta e altissima tensione è stato introdotto, con gradualità, a partire dal 1 aprile 2008. Precedentemente, il regime di esenzione era analogo a quello previsto per gli utenti in media tensione. Il percorso di gradualità si è completato con l'aggiornamento tariffario del primo trimestre 2012, relativamente alla componente tariffaria AS^V.

Tabella 3 Composizione spesa annua utente domestico tipo
(dati relativi al 1° aprile 2012)

UTENTE DOMESTICO TIPO	1° APRILE 2012	
	EURO/ANNO	% SU SPESA TOT
Componente energia	293,96	59,52%
Costi di rete e misura	69,03	13,98%
di cui UC3	0,14	0,03%
UC6	0,62	0,12%
Oneri generali	64,19	13,00%
di cui A2	1,63	0,33%
A3	57,95	11,73%
A4	1,15	0,23%
A5	0,32	0,06%
As	0,19	0,04%
UC4	0,86	0,17%
UC7	1,92	0,39%
MCT	0,18	0,04%
Imposte	66,69	13,50%
Totale lordo imposte	493,87	100,00%

Aliquote e gettito

Nella **tabella 2** sono elencati i valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e delle ulteriori componenti vigenti al I trimestre 2012, in termini di "aliquota media nazionale" (aliquota media che si ottiene dividendo il gettito complessivo sul consumo di tutti i clienti finali).

Viene riportato anche il gettito annuo atteso di ciascuna componente. In occasione dell'aggiornamento tariffario per il II trimestre 2012, l'Autorità ha disposto il differimento dell'aggiornamento della componente tariffaria A3 al 30 aprile 2012, al fine di consentire una più ampia valutazione degli oneri di competenza 2012 e delle prospettive di evoluzione degli oneri in

^VCfr. deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2011, ARG/com 201/11.

capo al conto relativo nel medio/breve periodo. Pertanto, al 1° aprile 2012 le aliquote delle componenti A e UC sono rimaste invariate.

Come precedentemente ricordato, parte del gettito degli oneri generali - 135 milioni di euro all'anno - è destinato al bilancio dello Stato per effetto dell'articolo 1, comma 298 della legge finanziaria 2005 [1] e dell'articolo 1, comma 493 della legge finanziaria 2006 [2].

Tabella 4 Composizione spesa annua parte tariffata utente in AAT
(dati relativi al 1° aprile 2012)

AAT POTENZA 20 MW CONSUMI ANNUI 84 GWh	I TRIMESTRE 2012	
	EURO/ANNO	% SU SPESA PARTE TARIFFATE
Costi di rete e misura	446.486	16,90%
di cui UC3	840	0,03%
UC6	-	0,00%
Oneri generali	2.194.796	83,10%
di cui A2	28.564	1,08%
A3	2.004.685	75,90%
A4	78.720	2,98%
A5	3.964	0,15%
As	5.280	0,20%
UC4	8.400	0,32%
UC7	59.640	2,26%
MCT	5.544	0,21%
Totale parte tariffata	2.641.282	
AAT POTENZA 50 MW CONSUMI ANNUI 125 GWh	EURO/ANNO	
	EURO/ANNO	% SU SPESA PARTE TARIFFATE
Costi di rete e misura	652.716	18,42%
di cui UC3	1.250	0,04%
UC6	-	0,00%
Oneri generali	2.889.992	81,58%
di cui A2	37.584	1,06%
A3	2.627.475	74,17%
A4	103.320	2,92%
A5	5.194	0,15%
As	6.920	0,20%
UC4	12.500	0,35%
UC7	88.750	2,51%
MCT	8.250	0,23%
Totale parte tariffata	3.542.708	
AAT POTENZA 80 MW CONSUMI ANNUI 680 GWh	EURO/ANNO	
	EURO/ANNO	% SU SPESA PARTE TARIFFATE
Costi di rete e misura	3.444.366	48,33%
di cui UC3	6.800	0,10%
UC6	-	0,00%
Oneri generali	3.681.692	51,67%
di cui A2	41.764	0,59%
A3	2.916.085	40,92%
A4	114.720	1,61%
A5	5.764	0,08%
As	7.680	0,11%
UC4	68.000	0,95%
UC7	482.800	6,78%
MCT	44.880	0,63%
Totale parte tariffata	7.126.058	

Peso degli oneri generali sulle bollette elettriche

Tradizionalmente, l'impatto delle misure adottate in sede di aggiornamento tariffario è valutato sulla base della variazione della spesa annua dell'utente domestico tipo in maggior tutela (utente domestico nella casa di residenza con potenza contrattualmente impegnata pari a 3 kW e consumi annui di 2.700 kWh).

La **tabella 3** mette in evidenza il peso degli oneri generali e delle ulteriori componenti sulla spesa annua prevista alle aliquote vigenti al 1° aprile 2012 per l'utente domestico tipo.

Nel seguito si riporta la stima dell'impatto degli oneri generali per altre categorie di utenti caratterizzati da elevati consumi. Per tali categorie, che si approvvigionano sul mercato libero o sul mercato di salvaguardia, l'impatto degli oneri generali è misurato solo con riferimento alla palte "tariffata" (in sostanza, tariffe a remunerazione dei servizi di rete).

Nella **tabella 4** è messo in evidenza il peso degli oneri generali e delle ulteriori componenti sulla spesa annua prevista per la parte tariffata di alcuni utenti in alta e altissima tensione, caratterizzati da diversi valori di potenza impegnata e di consumo annuo, alle aliquote vigenti al 1° aprile 2012.

Componente tariffaria A3 Come si nota dagli esempi riportati, la componente tariffaria A3 rappresenta la parte preponderante del totale della spesa annua per gli oneri generali.

Il gettito attuale della componente tariffaria A3 (più di 8 miliardi di euro) è ormai comparabile al gettito tariffario

complessivo, a valori 2012, previsto per l'insieme dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (stimabile in circa 7,3 miliardi di euro/anno).

Il conto alimentato dalla componente tariffaria A3, inizialmente costituito per finanziare tariffe elettriche gli oneri relativi alle incentivazioni per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui al provvedimento Cip 6/ 92, è stato progressivamente esteso anche ad altri oneri, di cui i principali sono:

- incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici;
- saldo tra costi di acquisto e ricavi della vendita, da parte del GSE, dell'energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili o da fonti non rinnovabili sotto i 10 MVA (c.d. "ritiro dedicato");
- ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi invenduti;
- scambio sul posto;
- tariffa onnicomprensiva per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (feed in tariff).

Gli oneri posti in capo al conto A3 hanno subito, nel corso degli ultimi anni, un notevole incremento, riconducibile soprattutto all'incentivazione delle fonti rinnovabili.

Negli ultimi anni è stato pertanto necessario adeguare in aumento la componente tariffaria A3 quasi ogni trimestre.

Nella figura 1 è riportato l'andamento dell'aliquota media nazionale della componente tariffaria A3 negli ultimi tre anni. L'aumento registrato tra l'aliquota vigente al primo trimestre 2009 e quella al primo trimestre 2012 è

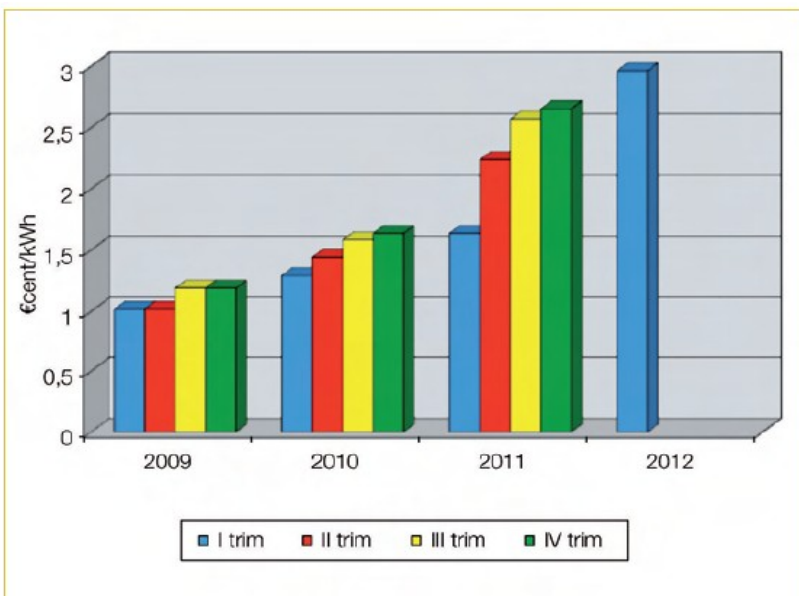


Figura 1 Andamento aliquota media nazionale componente A3 (€/kWh).

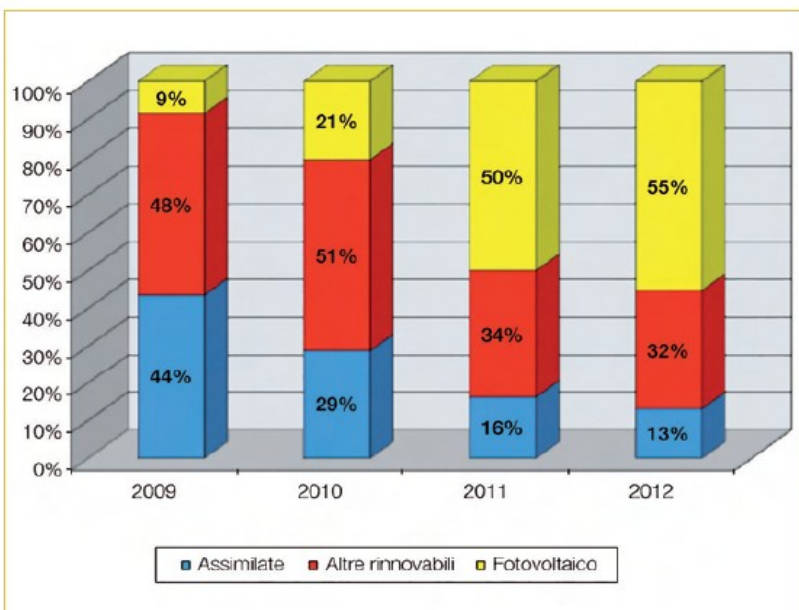


Figura 2 Ripartizione degli oneri sul conto A3.

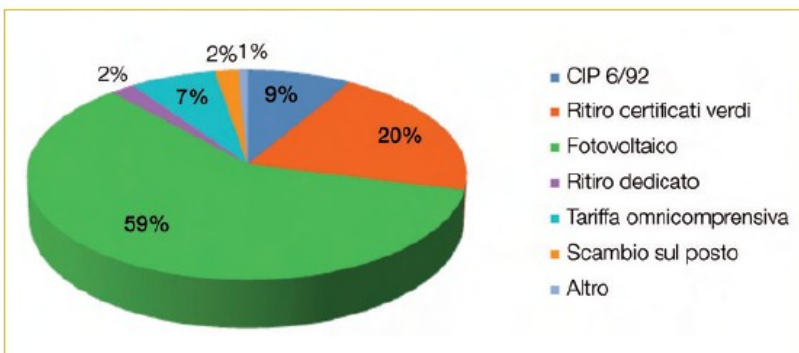


Figura 3 Peso degli incentivi alle fonti rinnovabili in capo al conto A3 (anno 2011). I dati sono stati elaborati a partire dai dati trasmessi dal GSE all'Autorità in occasione dell'aggiornamento tariffario per il primo trimestre 2012, e devono essere considerati solo indicativi.

pari circa al 190%. In altri termini, nel giro di tre anni il valore della componente tariffaria A3 è quasi triplicato.

Come evidenziato nella [figura 2](#), nel corso dei medesimi anni è aumentato significativamente il peso degli oneri relativi alle incentivazioni delle fonti rinnovabili (comprensivo della quota parte del CIP 6/92 relativa alle suddette fonti) sul totale degli oneri in capo al conto A3.

Si segnala in particolare il notevole incremento registrato negli ultimi anni dall'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

In termini assoluti, gli oneri relativi all'incentivazione degli impianti fotovoltaici è passato da circa 300 milioni di euro di competenza dell'anno 2009 ai 5,9 miliardi attualmente previsti per il 2012.

Nella [figura 3](#) è presentato il dettaglio del peso delle singole incentivazioni alle fonti rinnovabili sul totale degli oneri posti in capo al conto A3 a favore delle fonti rinnovabili. I dati si riferiscono alla sola quota A3 destinata alle fonti rinnovabili, escludendo quindi la parte destinata alle fonti assimilate (circa il 13% nel 2012 e in progressiva riduzione).

Previsioni di crescita componente tariffaria A3

Nel breve/medio termine sono previsti ulteriori incrementi significativi degli oneri posti in capo al conto A3, riconducibili, in generale, all'entrata in esercizio di nuovi impianti da fonti rinnovabili, nonché alle misure previste dal recente decreto legislativo n. 28/ 11 [19].

Mentre l'onere relativo all'incentivazione degli impianti fotovoltaici dovrebbe rapidamente raggiungere di 6-7 miliardi di euro indicati dal quarto conto energia [20], sono prevedibili incrementi particolarmente significativi per gli oneri di ritiro dei certificati verdi invenduti al GSE (si ricorda la progressiva riduzione della quota d'obbligo di cui all'articolo II, comma I, del decreto Bersani [4] prevista dal decreto legislativo n. 28/ 11 [19]) e per la tariffa omnicomprensiva, anche in relazione alle nuove forme di incentivazione delle fonti rinnovabili previste dal medesimo decreto,

L'entità degli oneri in capo al conto A3 nei prossimi anni dipende anche dalle scelte che verranno effettuate in sede di attuazione del decreto legislativo n. 28/ 11 [19], che include nuove disposizioni con impatto diretto sugli oneri generali, sia per il settore elettrico che per quello del gas naturale. In particolare si ricorda, per il settore elettrico, articolo 32, comma 2, che istituisce un fondo presso la Cassa Conguaglio per il settore elettrico, finalizzato al finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica, alimentato dal gettito della tariffe elettriche in misura pari a 0,02 centesimi di euro/kWh.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha dato attuazione^{vi} alla suddetta disposizione: il corrispettivo fissato dall'articolo 32, comma 2, è stato applicato come maggiorazione della componente tariffaria UC7. In chiusura, si ricorda che anche nel sistema del gas naturale sono presenti gli oneri generali e le ulteriori componenti. Essi hanno un impatto, sebbene indiretto, sui costi dell'energia elettrica: infatti, tra i clienti finali del mercato del gas naturale, ci sono anche gli impianti termoelettrici.

Tabella 5 Spesa annua A3 con oneri pari a 13 mld di euro/anno (dati in euro/anno)

	SPESA ANNUA
Cliente domestico tipo	87
Cliente AAT - Potenza 20 MW - Consumo annuo 84 GWh	3.007.087
Cliente AAT - Potenza 50 MW - Consumo annuo 125 GWh	3.941.067
Cliente AAT - Potenza 80 MW - Consumo annuo 680 GWh	4.373.887

^{vi}Cfr. la deliberazione 30 settembre 2011 ARG/com 130/11.

Il già citato articolo 32, comma 2, del decreto legislativo n. 28/ 11 stabilisce che il fondo per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica sia alimentato anche da un onere generale sul sistema del gas naturale in misura pari a 0,08 centesimi di euro/ standard metro cubo, mentre l'articolo 22, comma 4, del medesimo decreto istituisce un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di tele riscaldamento, alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas naturale, pari a 0,05 centesimi di euro/ standard metro cubo, L'Autorità ha dato attuazione anche a queste disposizioni, prevedendo che i suddetti corrispettivi siano applicati come maggiorazioni delle componenti tariffarie RE (a carico degli utenti delle reti di distribuzione) e RET (a carico dei clienti direttamente allacciati alle reti di trasporto del gas).

Altre misure di prossima attuazione che impatteranno sulle tariffe del gas naturale sono quelle previste per l'incentivazione del biometano dall'articolo 21 del decreto legislativo n. 28/ 11.

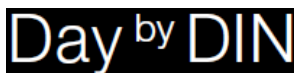
A titolo esemplificativo, al fine di valutare l'impatto sui clienti finali, la **tabella 5** riporta una stima della spesa annua per la sola componente tariffaria A3 degli utenti-tipo di cui alle precedenti tabelle 3, 4, nel caso in cui gli oneri in capo al conto A3 raggiungano 13 miliardi di euro all'anno.

B i b l i o g r a f i a

- [1] Legge 30 dicembre 2004, n. 311.
- [2] Legge 23 dicembre 2005, n. 266.
- [3] Decreto del ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato del 26 gennaio 2000, recante: Individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.
- [4] Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79: Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- [5] Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 1996: Concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- [6] Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 settembre 1999, n. 138.
- [7] Provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi del 29 aprile 1992, n. 6.
- [8] Decreto-legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito dalla legge 17 aprile 2003, n. 83.
- [9] Decreto-legge 14 novembre 2003, n. 314, convertito dalla legge 24 dicembre 2003, n. 368.
- [10] Decreto del ministro dello sviluppo economico del 28 dicembre 2007, recante: Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizione di salute.
- [11] Legge 9 gennaio 1991, n. 10, recante: Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- [12] Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2011 ARG/elt 197/11, recante: Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.
- [13] Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2011 ARG/elt 198/11, recante: Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.
- [14] Decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 dicembre 2007, recante: Revisione e aggiornamento dei D.M. 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.
- [15] Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 dicembre 2008 - ARG/elt 191/08.
- [16] Legge 23 luglio 2009, n. 99, recante: Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- [17] Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 giugno 2007, n. 135/07, recante: Tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica destinata ai clienti finali domestici connessi in bassa tensione in vigore dal 1 luglio 2007.
- [18] Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 agosto 2008 ARG/elt 117/08, recante: Modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici disagiati, definite ai sensi del decreto interministeriale 28 dicembre 2008.
- [19] Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- [20] Decreto del Ministro dello sviluppo economico del 5 maggio 2011, recante: Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

TECNICA

EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI EDIFICI



LA NORMA EUROPEA EN 15232 DEFINISCE LE CLASSI DI EFFICIENZA DEI SISTEMI DI AUTOMAZIONE E GESTIONE TECNICA DEGLI EDIFICI, VALORIZZANDO GLI IMMOBILI CHE, GRAZIE ALL'ADOZIONE DI SOLUZIONI PROGETTATE PER RIDURRE I CONSUMI E AUMENTARE IL COMFORT, GARANTISCONO PRESTAZIONI ENERGETICHE ELEVATE

Francesca Sassi:

Product Manager - Apparecchi modulari

ABB S.p.A. - ABB SACE Division

Articolo tratto dal periodico Day by DIN di ABB S.p.A. - n. 1/2012

È ormai chiaramente riconosciuto che i moderni sistemi di automazione degli edifici, sia a livello residenziale grazie alla domotica, sia a livello generale attraverso la building automation applicata alle molteplici tipologie di immobili non residenziali, danno un significativo contributo all'efficienza energetica, riducendo i consumi e le emissioni di CO₂, oltre a garantire elevati livelli di comfort e sicurezza.

In tutto il mondo, la nuova legislazione sta promuovendo l'uso di tecnologie energetiche efficienti. La norma europea EN 15232, "Prestazione energetica degli edifici – Incidenza dell'automazione, della regolazione e della gestione tecnica degli edifici", è stata promulgata in connessione con l'implementazione a livello europeo della direttiva sul rendimento energetico degli edifici (EPBD - Energy Performance of Buildings Directive) 2002/91/CE. Questa norma descrive, per l'appunto, i metodi per valutare l'influenza dell'automazione e della gestione degli edifici sul consumo energetico.

A tale scopo sono state introdotte quattro classi di efficienza, da A a D, per i sistemi BAC (Building Automation and Control); queste classi vengono assegnate esclusivamente agli edifici dotati di sistemi di automazione e controllo.

Classi di efficienza dei sistemi BAC (Building Automation and Control) a norma EN 15232	Fattore di efficienza per energia termica			Fattore di efficienza per energia elettrica		
	Uffici	Scuola	Alberghi	Uffici	Scuola	Alberghi
A Sistema di controllo e automazione degli edifici (BACS) e gestione tecnica degli edifici (TBM) ad elevato rendimento energetico	0,70	0,80	0,68	0,87	0,86	0,90
B BACS e TBM avanzati	0,80	0,88	0,85	0,93	0,93	0,95
C BACS standard	1	1	1	1	1	1
D BACS non efficienti a livello energetico	1,51	1,20	1,31	1,10	1,07	1,07

Elenco delle funzioni e assegnazione alle classi di efficienza energetica
(estratto della tabella 1 della norma EN 15232:2007 [DJ]).

Il potenziale risparmio di energia termica ed elettrica può essere calcolato per ogni classe in base al tipo di edificio e al relativo scopo di utilizzo, come indicato nella tabella 1 della norma EN 15232; i valori della classe energetica C sono utilizzati come valori di riferimento per definire l'efficienza delle altre classi.

Gli aspetti che devono essere presi in considerazione per ottenere i maggiori vantaggi tramite l'automazione di un edificio sono, ovviamente, quelli legati all'illuminazione e alla climatizzazione. Scendendo più nel dettaglio, le possibilità di intervento sono assai diversificate e possono essere connesse, per esempio, all'utilizzo dei singoli ambienti (controllo locale di presenza), allo spegnimento/regolazione in automatico delle utenze secondo una programmazione temporale o in base a parametri ambientali (luminosità, temperatura etc.), al controllo e stacco carichi, al controllo automatico dei sistemi di protezione dalle radiazioni solari e dell'apertura/chiusura degli infissi, oltre a numerose altre situazioni operative.

Le concrete possibilità di ottimizzazione delle prestazioni energetiche degli edifici dipendono, quindi, da diversi fattori, tra cui le caratteristiche costruttive e le effettive modalità di utilizzo degli immobili, l'area geografica in cui sono collocati e la loro esposizione ai fattori climatici, per

	Controllo del riscaldamento / raffrescamento	Controllo della ventilazione / condizionamento	Illuminazione	Protezione dal sole
A	- Controllo integrato di ogni locale con gestione di richiesta (per occupazione, qualità dell'aria, etc.) - Controllo temperatura ambiente, temperatura acqua (mandata o ritorno) con compensazione in funzione della temperatura interna - Completo interblocco tra riscaldamento e raffrescamento a livello di generazione e/o distribuzione	- Controllo della mandata d'aria a livello ambiente in funzione della richiesta o della presenza - Set-point dipendente dal carico per controllo della temperatura di mandata - Controllo dell'umidità dell'aria ambiente o di ripresa	- Controllo automatico della luce diurna - Rilevamento automatico di presenza; accensione manuale / spegnimento automatico - Rilevamento automatico di presenza; accensione manuale / dimmerizzazione - Rilevamento automatico di presenza; accensione automatica / spegnimento automatico - Rilevamento automatico di presenza; accensione automatica / dimmerizzazione	Controllo combinato di illuminazione / veneziane / sistema di riscaldamento e condizionamento (HVAC)
B	- Controllo automatico di ogni ambiente con comunicazione tra i regolatori e verso il BACS - Controllo temperatura ambiente, temperatura acqua (mandata o ritorno) con compensazione in funzione della temperatura interna - Parziale interblocco tra riscaldamento e raffrescamento a livello di generazione e/o distribuzione (in funzione dell'HVAC)	- Controllo della mandata d'aria a livello ambiente in funzione del tempo - Set-point dipendente dalla temperatura esterna per controllo della temperatura di mandata - Controllo dell'umidità dell'aria ambiente o di ripresa	- Controllo manuale della luce diurna - Rilevamento automatico di presenza; accensione manuale / spegnimento automatico - Rilevamento automatico di presenza; accensione manuale / dimmerizzazione - Rilevamento automatico di presenza; accensione automatica / spegnimento automatico - Rilevamento automatico di presenza; accensione automatica / dimmerizzazione	Comando motorizzato con azionamento automatico delle veneziane
C	- Controllo automatico di ogni ambiente con valvole termostatiche o regolatore elettronico - Controllo temperatura acqua con compensazione della temperatura di mandata in funzione della temperatura esterna - Parziale interblocco tra riscaldamento e raffrescamento a livello di generazione e/o distribuzione (in funzione dell'HVAC)	- Controllo della mandata d'aria a livello ambiente in funzione del tempo - Set-point costante per controllo della temperatura di mandata - Limitazione dell'umidità dell'aria di mandata	- Controllo manuale della luce diurna - Accensione/spegnimento manuale + segnale estinzione graduale automatica - Accensione/spegnimento manuale	Comando motorizzato con azionamento manuale delle veneziane
D	- Nessun controllo automatico - Nessun controllo della temperatura dell'acqua nella rete di distribuzione - Nessun interblocco tra riscaldamento e raffrescamento a livello di generazione e/o distribuzione	- Nessun controllo della mandata d'aria a livello ambiente - Nessun controllo della temperatura di mandata - Nessun controllo dell'umidità dell'aria	- Controllo manuale della luce diurna - Accensione/spegnimento manuale + segnale estinzione graduale automatica - Accensione/spegnimento manuale	Comando manuale delle veneziane

esempio all'irraggiamento solare; per queste ragioni la quantificazione dei possibili risparmi energetici deve essere vista caso per caso per ciascun edificio considerato.

La tabella illustra le differenze nel consumo energetico, relativamente a diverse tipologie di edificio, tra le classi di efficienza A, B e D rispetto ai valori base della classe C. Ad esempio, utilizzando la classe A, si ottiene un risparmio di energia termica del 30% negli uffici.



TECNICA

LAMPEGGIAMENTO INDESIDERATO DELLE LAMPADINE DI NUOVA GENERAZIONE

Day^{by} DIN

CAUSE E RIMEDI PER UN PROBLEMA DIFFUSO

Claudio Amadori: R&D ABB S.p.A. - ABB SACE Division

Articolo tratto dal periodico Day by DIN di ABB S.p.A. - n. 1/2012

L'utilizzo delle lampadine fluorescenti, compatte o tubolari, è sempre più diffuso, anche a causa della progressiva "messa al bando" a livello europeo delle lampadine di vecchio tipo per motivi di efficienza energetica. Le lampadine di nuova generazione offrono molteplici vantaggi in termini di riduzione dei consumi, ma possono dar vita a un inconveniente diffuso.

Quando sono "spente", infatti, le lampadine possono emettere un debole bagliore intermittente che si nota soprattutto al buio. Oltre a dare fastidio, questo lampeggiamento indesiderato causa una rapida e significativa diminuzione della durata di vita delle lampadine fluorescenti. Il medesimo problema si può avere anche con le nuove lampadine a LED di più recente introduzione. Apparentemente incomprensibile, si tratta in realtà di un fenomeno di facile spiegazione a cui si può porre rimedio con alcuni semplici accorgimenti installativi.

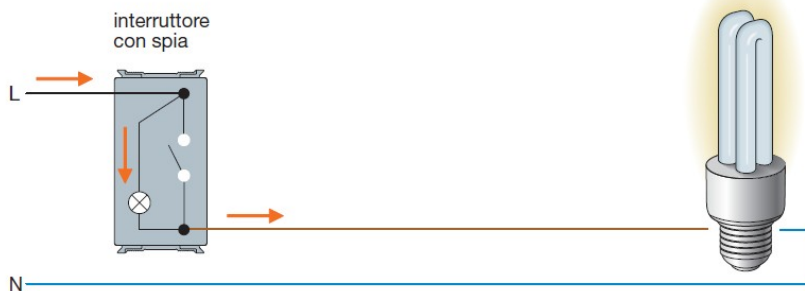
Interruttori con spia

Un primo caso di lampeggiamento indesiderato si ha quando la lampadina è alimentata da un interruttore dotato di spia di segnalazione messa in parallelo all'interruttore stesso e, di conseguenza, in serie alla lampadina quando l'interruttore è in posizione di aperto. Tale spia serve a segnalare al buio la posizione dell'interruttore.

Quando la lampada è spenta, una piccolissima corrente in grado di accendere la spia di segnalazione, circola ugualmente nella lampadina. Nel caso delle lampadine tradizionali a incandescenza (comprese quelle alogene) questa debole corrente non crea alcun problema, ma nel caso di lampade a fluorescenza è in grado di caricare i condensatori presenti nel circuito elettronico di alimentazione della lampada creando il fastidioso effetto luminoso (Figura 1).

01

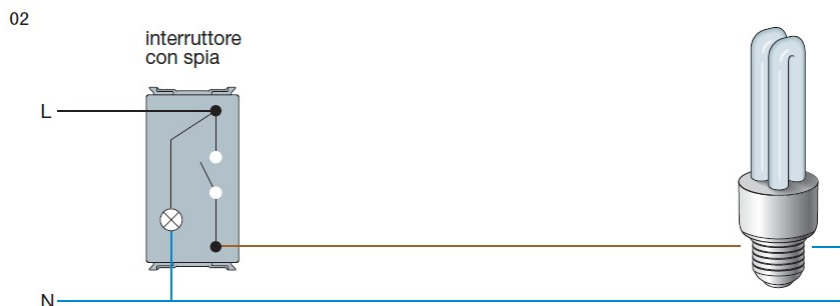
01 La corrente assorbita dalla spia di segnalazione carica i condensatori del circuito di innesco della lampadina fluorescente causandone il lampeggio.



La soluzione è semplice. Si tratta di alimentare la spia non in serie alla lampada, ma in parallelo a essa. Per questo è necessario portare nella scatola in cui è installato l'interruttore con spia anche

un conduttore di neutro: in questo modo la spia resta sempre accesa, ma dato il bassissimo consumo della spia ciò non costituisce un problema effettivo (Figura 2).

02 Collegando la spia di segnalazione direttamente tra fase e neutro del circuito la corrente assorbita dalla spia non interessa più la lampadina fluorescente evitandone così il lampeggio.

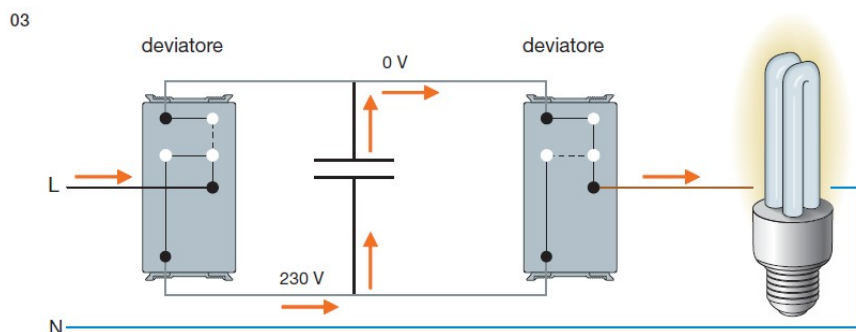


Deviatori

L'altro caso diffuso di lampeggiamento indesiderato delle lampadine si ha quando sono alimentate tramite deviatori, secondo lo schema classico.

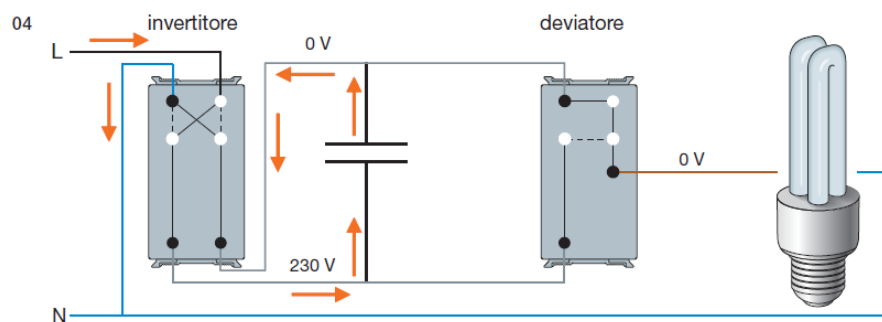
La spiegazione, in questo caso, si trova nelle correnti capacitive. Quando il circuito è aperto, cioè quando la lampada dovrebbe essere spenta, una debolissima corrente circola comunque a causa della capacità presente fra i due conduttori deviati che costituiscono un lungo condensatore.

Tanto maggiore è la lunghezza dei conduttori deviati e tanto maggiore è la loro compressione nel tubo di protezione, tanto più evidente è l'effetto del lampeggiamento. Si comprende quindi il motivo per cui non sempre questo effetto è osservabile in maniera palese: varia da impianto a impianto e da lampada a lampada (Figura 3).



03 La corrente capacitiva dei due conduttori che costituiscono il circuito di comando con due deviatori carica il circuito di innesco della lampadina fluorescente provocandone il lampeggio.

La soluzione più semplice è quella di sostituire il primo deviatore (quello collegato all'alimentazione) con un invertitore collegato al neutro come nello schema indicato (Figura 4).



04 Sostituendo il primo deviatore del circuito con un invertitore collegato al neutro la corrente capacitiva tra i conduttori si richiude sul neutro stesso evitando così il lampeggio della lampadina fluorescente.

L'effetto capacitivo fra i conduttori deviati sarà ugualmente presente, ma la debole corrente capacitiva, anziché circolare nella lampada fluorescente, si chiuderà direttamente sul neutro per via della impedenza minore (come se si trattasse di un debolissimo corto circuito).

Lo schema si può estendere anche a tre o più punti di comando: anziché utilizzare due deviatori e uno o più invertitori intermedi come nello schema classico, si userà un unico deviatore lato lampada e degli invertitori per gli altri comandi.

In alternativa c'è sempre la possibilità di utilizzare pulsanti e relè: si tratta della configurazione più conveniente in presenza di parecchi punti di comando.

Interruttore sul neutro

Un altro caso, abbastanza frequente, si presenta quando, erroneamente, l'interruttore interrompe il neutro anziché la fase. Il conduttore di neutro interrotto si trova al potenziale di fase: è sufficiente l'accoppiamento capacitivo con un conduttore di protezione (o con un altro conduttore di neutro non interrotto) per provocare il fastidioso inconveniente (Figura 5).

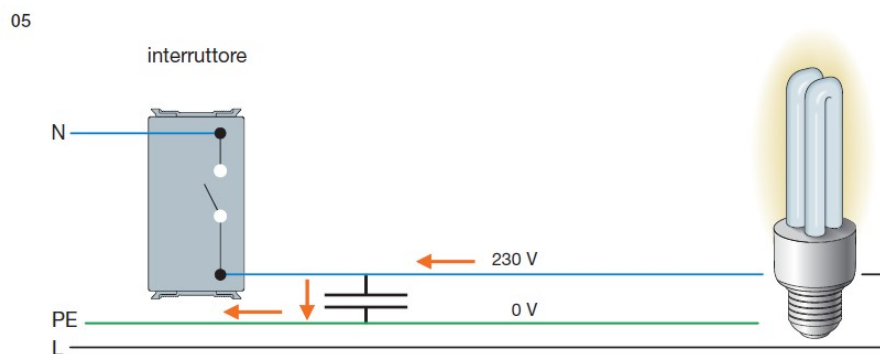
Ovviamente la soluzione è l'installazione corretta dell'interruttore sul conduttore di fase, come già prescritto nella norma tecnica in vigore.

Interruttore semplice

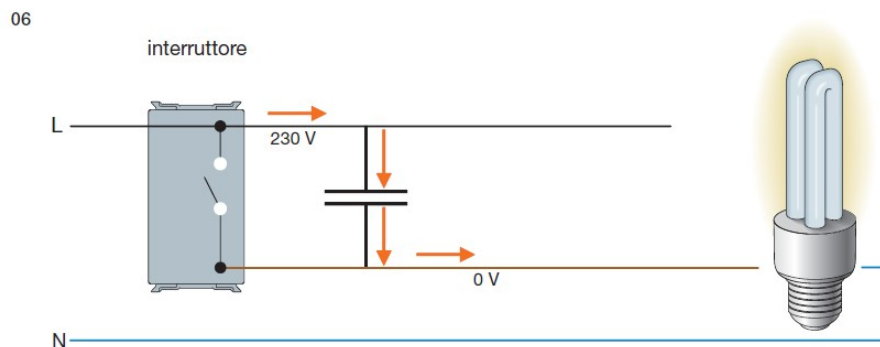
Un lampeggiamento indesiderato si può anche manifestare con interruttori semplici correttamente inseriti sul conduttore di fase. Il fenomeno, in questo caso, è più raro. La spiegazione consiste in un accoppiamento capacitivo del conduttore di alimentazione interrotto con un conduttore di fase non interrotto che è posto nel medesimo tubo di protezione (Figura 6).

La soluzione, ormai abbastanza ovvia, è la sostituzione dell'interruttore con un deviatore collegato al neutro (Figura 7).

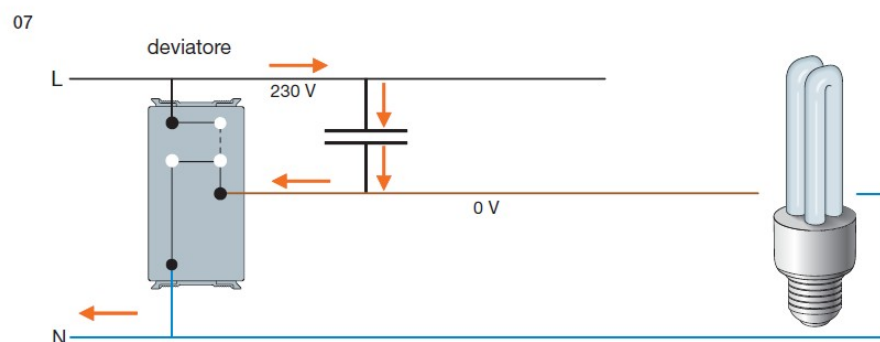
- 05 Quando l'interruttore viene collegato erroneamente sul conduttore di neutro si può instaurare una corrente capacitiva tra il neutro interrotto e un altro conduttore dell'impianto determinando il lampeggio della lampadina fluorescente.



- 06 Più raramente la corrente capacitiva causa del lampeggio si può determinare tra il conduttore interrotto da un interruttore semplice e i conduttori di fase presenti nell'impianto.



- 07 La soluzione consiste anche in questo caso nel fare in modo che la corrente capacitiva si chiuda sul neutro sostituendo con un deviatore l'interruttore di comando del circuito.



REPORT

SONDAGGIO RELATIVO ALLA CONOSCENZA DELLE IMPRESE DELLA NORMA CEI 64-8 V3

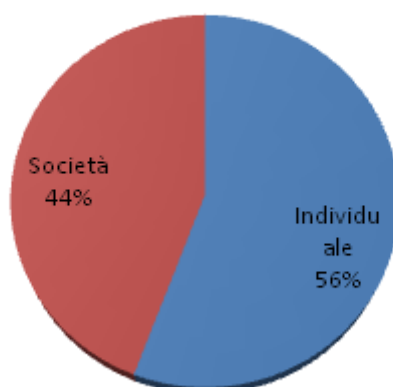
**Installazione Impianti**

Premessa

Il sondaggio è stato effettuato sottoponendo un questionario a circa 350 imprese prima dell'inizio di iniziative e convegni sulla norma organizzati da CNA Installazione Impianti su tutto il territorio nazionale. Non si tratta pertanto di una indagine condotta su un campione rappresentativo di imprese in termini di distribuzione territoriale e/o consistenza aziendale.

Risultati

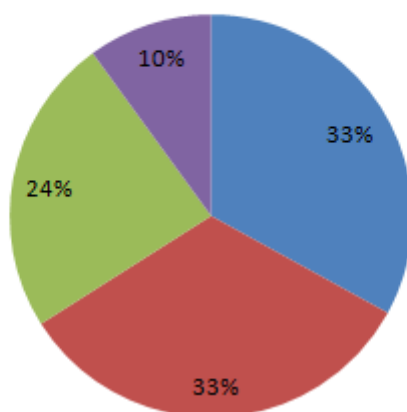
La tipologia di imprese che hanno risposto hanno una media di 3,5 dipendenti, sono al 54% individuali (46% in forma societaria) ed hanno una conoscenza più che discreta della norma; l'89% conosce la Variante 3 ed il 73% è a conoscenza dell'Allegato A.

Forma societaria

In genere, gli intervistati sono venuti a conoscenza della 64-8 V3 principalmente dalle associazioni di categoria (33%), dalla stampa di settore (33%) ed in misura minore da professionisti (24%) e fornitori (10%).

Come ne sono venuti a conoscenza

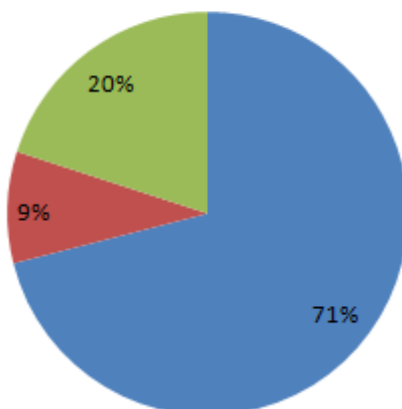
■ ass.categ. ■ stampa sett. ■ profess. ■ fornitori



L'87% sa che la V3 prevede tre livelli (il 13% non lo sa o fornisce risposte sbagliate) ed il 71% dichiara di applicare la 64-8 V3 nei propri lavori; il 20% lo fa "qualche volta" ed il 9% non lo fa per nulla.

Applica la 64-8 V3?

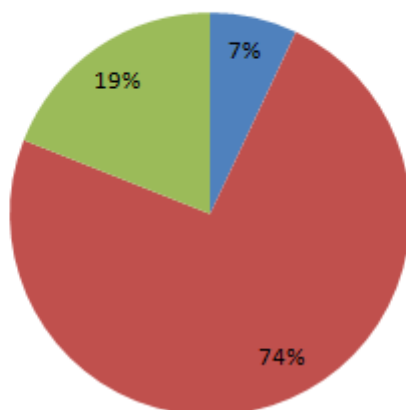
■ Si ■ No ■ Non sempre



In merito al rilascio della dichiarazione di conformità, il 74% sa che deve rilasciarla sempre, con l'eccezione dei lavori di manutenzione ordinaria, il 19% dichiara che va comunque sempre rilasciata e solo il 7% è convinto di doverla rilasciare solo per i nuovi impianti.

Quando si rilascia la DI.CO.?

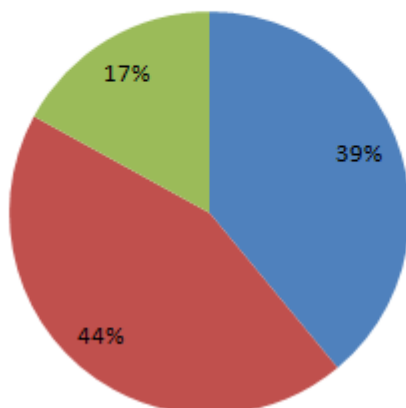
■ Solo per i nuovi impianti ■ Sempre, ad eccezione delle manut. ord. ■ Sempre



La confusione indotta nella categoria degli installatori da interpretazioni poco ortodosse della norma è testimoniata dalle risposte alla domanda circa la possibilità di derogare o meno dal livello 1 della 64-8 V3: solo il 44% risponde di no, mentre il 39% afferma di sì ed il 17% non lo sa o non risponde.

Si può derogare dal livello 1?

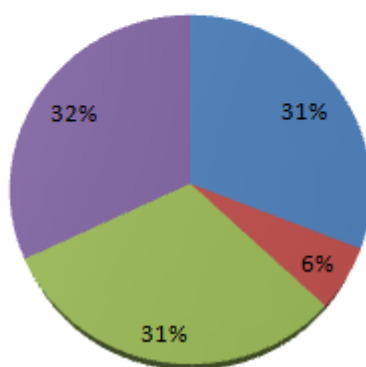
■ si ■ no ■ non risponde



Delle imprese intervistate il 53% ha già realizzato impianti domotici ed al quesito circa le difficoltà incontrate nell'applicazione della norma (si potevano dare risposte multiple) le criticità si distribuiscono in maniera abbastanza uniforme nei rapporti con il committente (31%), e nel fatto che realizzando impianti secondo la norma costa troppo al cliente finale (31%) e che il costruttore non vuole tanti punti prese e luce (32%). Paradossalmente solo il 6% lamenta problemi di rapporto con i progettisti a testimonianza del fatto che, con ogni probabilità, la progettazione degli impianti è spesso inesistente.

Difficoltà incontrate

■ Rapp. con committente ■ Rapp. con progettista
■ Costa troppo al cliente ■ Rapp. con costruttore



UNAE – ALBO DELLE IMPRESE D'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI

È UNA ASSOCIAZIONE NAZIONALE CULTURALE, VOLONTARIA, SENZA SCOPO DI LUCRO

UNAE persegue, attraverso la formazione e la qualificazione delle Imprese, il miglioramento tecnico nell'esecuzione degli impianti elettrici, promuovendo iniziative utili alla crescita professionale delle imprese di installazione.

I nostri corsi

Titolo	Obiettivi
Principi di sicurezza degli impianti elettrici (*)	Fornire la conoscenza dei principi tecnici e di sicurezza intrinseca degli impianti quale base propedeutica per affrontare la formazione specialistica (corsi sulla sicurezza e sulla manutenzione cabine); delle normative fondamentali di legge e tecniche riguardanti gli impianti elettrici; degli elementi più significativi per la costruzione, la progettazione e le verifiche degli impianti elettrici.
Lavori su impianti elettrici (*)(&)	Formare il personale che già opera, con conoscenze pratiche, sugli impianti della distribuzione pubblica e utilizzatori di I e II Categoria. Fornire elementi ai Datori di Lavoro per la valutazione del personale nell'affidamento dei compiti, con particolare riferimento ai rapporti operativi con il Committente. Fornire linee d'indirizzo ai D. L. per la valutazione dei rischi aziendali.
Manutentore di cabine di trasformazione MT/BT del cliente finale (*)	Formare il personale che già opera nel settore della costruzione e manutenzione delle cabine elettriche di MT/BT, integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi (di legge e di buona tecnica) inerenti l'esecuzione della manutenzione degli impianti secondo i metodi della regola dell'arte. Fornire ai Datori di Lavoro delle imprese di manutenzione indicazioni per la valutazione del proprio personale e l'aggiornamento del Piano della Sicurezza dei rischi aziendali rispetto anche alle disposizioni per il controllo del rischio elettrico introdotte dalla III edizione della norma CEI 11-27.
Aggiornamento per il personale operativo delle imprese appaltatrici di ENEL (*)(&)	Rivolto al personale dipendente delle imprese appaltatrici di Enel S.p.A. addetto allo svolgimento di attività nel settore degli impianti elettrici AT, MT e BT., già in possesso di un attestato di idoneità per profili professionali (A,B,C,D,E,F,G,H,QSA).
Seminario "Le installazioni fotovoltaiche e le applicazioni del «conto energia»"	Fornire conoscenze di base sul principio della conversione fotovoltaica. Fornire elementi sulle modalità installative degli impianti fotovoltaici integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi, elementi per il collaudo e messa in esercizio degli impianti. Illustrare le procedure per la connessione in rete degli impianti realizzati, analizzare i sistemi di incentivazione ed effettuare alcune valutazioni di natura economica.
Il preposto ai lavori (#)	Formare per conto dei datori di lavoro il personale chiamato a ricoprire il ruolo di Preposto sia sui principi informativi della legislazione della sicurezza sia sugli aspetti connessi all'applicazione delle misure di sicurezza a valle della valutazione dei rischi aziendali.

(*) Corso certificato UNI EN ISO 9001:2008 per la progettazione ed erogazione di attività formative EA37

(#) Conforme ai contenuti dell'articolo 37 del Testo Unico sulla Sicurezza (D.lgs 81/2008 e s.m.i.)

(&) Corso di formazione conforme al modulo 1A+2A della norma CEI 11-27

(&) Conforme alle Specifiche Enel APR 037, Rev.01 e al regolamento tecnico di Accredia RT 13, rev. 00)

Per maggiori informazioni contatta la sede regionale più vicina o vai su www.unae.it



Notiziario AIEL IRPAIES

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107 del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino

Direttore Responsabile: Antonello Greco

Chiuso in redazione il 12 settembre 2012

Distribuito gratuitamente su: www.unae.it

Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta

Presidente: Antonio Serafini

Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino

tel. 011 746897 – fax. 011 3819650

Codice Fiscale 80099330013

Partita IVA 07651840014

e-mail: info@unae-irpaies.it

Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere

l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail

comunicando l'indirizzo a: info@unae-irpaies.it

I dati personali saranno raccolti nella banca-dati

ad uso redazionale presso la nostra sede di Torino

cui gli interessati potranno rivolgersi ed esercitare i

diritti previsti dalla Legge 675/96.

Informativa conforme all'articolo 2, comma 2 del

Codice deontologico relativo al trattamento dei

dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica

(art. 25 - Legge n. 675/96).

Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di rifiutare qualsiasi articolo o inserzione. Le opinioni e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli non impegnano la Redazione.

Riproduzione riservata: È vietata la riproduzione, ritrasmissione, fotocopia, immissione in reti internet o intranet, su server di rete, copie via e-mail, rassegne stampa o altro modo di diffusione delle notizie o servizi pubblicati senza autorizzazione dell'UNAE Piemonte e Valle d'Aosta.

PERCHÉ UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle imprese di installazione di impianti Elettrici

La missione dell'UNAE (che non ha connotazione politica o di corporazione, non ha scopo di lucro e per statuto si occupa di qualificazione e formazione delle imprese installatrici) è quella di promuovere e per quanto possibile rendere accessibile, anche alle piccole imprese, l'acquisizione e il mantenimento dei requisiti che contraddistinguono la professionalità (cultura della sicurezza, conoscenze di base, conoscenze specialistiche, nuove conoscenze) nella convinzione di effettuare, in tal modo, una scelta vincente nel medio e lungo termine, nell'attesa che si attui l'auspicato cambiamento di contesto che veda riconosciuto dal mercato il giusto valore della professionalità a garanzia della qualità (sicurezza e affidabilità) degli impianti.

Attualmente l'UNAE Nazionale è espressione di 17 Albi Regionali, che coprono 19 regioni italiane, ai quali sono associate circa 2.500 imprese di installazioni elettriche.

Oggi al costruttore di impianti elettrici, è sempre più richiesto quel salto culturale che lo qualifica e che rappresenta anche un elemento di garanzia per il rispetto del DM 37/08.

Il costruttore di impianti elettrici deve prendere reale conoscenza del suo coinvolgimento nelle delicate tematiche relative alla sicurezza, assumendo un comportamento non superficiale ma responsabile.

In sintesi, si può affermare che la professionalità dell'installatore altro non è che l'attitudine all'uso operativo del sapere applicato alle recenti normative e disposizioni di legge che mirano a minimizzare il rischio nell'uso degli impianti elettrici.

Per Informazioni

Per gli installatori: per aderire all'UNAE iscriviti all'Albo UNAE della tua regione, i riferimenti e le modalità li trovi sul sito <http://www.unae.it>

Per i consumatori: per informazioni sull'installatore UNAE più vicino a casa tua, telefona all'Albo UNAE della tua regione, i riferimenti li trovi sul sito <http://www.unae.it>



Una garanzia di qualità

SCHEDA DI ISCRIZIONE

**Da inviare via fax al n°049/8277599
entro il 19 settembre 2012**

Cognome - Nome
Cognome - Nome
Ditta
DA COMPILARE PER I NON SOCI AVIEL:
Via N°.....
Città CAP Prov
Tel Fax
E-mail
Partita IVA C.F.

- ☐ Socio UNAE Veneto
☐ Socio UNAE Veneto Aderente
☐ Socio AEIT n°.....
☐ Non Socio
☐ Studente universitario

Informativa ricevuta tramite:

- ☐ newsletter AVIEL
☐ Dehn Italia S.p.a.
☐ Grossista
☐ Altro
- ☐ Desidero avere informazioni per l'iscrizione all'AVIEL
☐ Desidero essere informato tramite e-mail sulle prossime iniziative organizzate dall'AVIEL.

Ai sensi del D.lgs 196/2003 a tutela della Privacy, autorizzo l'Albo Veneto degli Installatori Elettrici Qualificati ad utilizzare i dati personali da me forniti per la necessaria gestione amministrativo-contabile e per essere informato in futuro delle iniziative in programma.

Data..... Firma

PER ISCRIZIONI E INFORMAZIONI



c/o Dipartimento di Ingegneria Industriale
Università di Padova
Via G. Gradenigo, 6/A – 35131 PADOVA
Tel 049/8277563 Fax 049/8277599
info@aviel.it www.aviel.it

**L'Albo Veneto degli Installatori Elettrici
svolge numerosi corsi di formazione, tra i quali:**

- ☐ Corso di formazione" lavori su impianti elettrici" conforme al modulo 1A+2A della norma CEI 11-27 ed. III (15 ore)
- ☐ Corso di aggiornamento sugli impianti elettrici (30 ore)
- ☐ Corso di formazione per manutentori di cabine di trasformazione MT/BT del cliente finale (14 ore)
- ☐ Corso di formazione per la connessione degli utenti BT alla rete di distribuzione pubblica, conforme alla norma CEI 0-21 (8 ore)

*Se desideri essere informato sui prossimi
incontri, corsi o iniziative AVIEL visita il sito
www.aviel.it o scrivi a info@aviel.it*



L'Albo Veneto
degli Installatori Elettrici Qualificati
in collaborazione con



e



DEHN ITALIA

organizza un intervento formativo su:

**FULMINI, PARAFULMINI,
SCARICATORI
IL PUNTO NORMATIVO SULLA
NORMA EN 62305 (CEI 81-10)**

Sabato, 22 settembre 2012 - ore 9.00

Sede dell'incontro:

Sala del Parco 1
Centro Congressi "Papa Luciani"
Via Egidio Forcellini, 170/A - PADOVA

Senza andare troppo indietro, dal 2006 sono in vigore le norme CEI 81-10 1-4, aderenti alla norma Europea EN 62305, suddivisa in quattro parti (Protezione contro i fulmini: Principi generali, Valutazione del rischio, Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone, Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture).

Nell'ottobre 2011 il CEI, al fine di rendere possibile l'immediato utilizzo delle nuove versioni, pubblicava le parti 1, 3, 4 in lingua inglese, fissando un periodo di coesistenza con le norme del 2006, a seconda dei casi, fino a dicembre 2013 e gennaio 2014. La norma EN 62305 parte 2 (Valutazione del rischio), uscita come documento europeo a maggio, non è stata ancora recepita dal CEI e quindi per questa parte rimane pienamente vigente la versione 2006, pur con la previsione, a scadenza breve, di sovrapposizione con la nuova versione.

Da ricordare che con la variante V2 del 2009 della norma CEI 64-8, sono stati introdotti dei criteri di utilizzo degli SPD che obbligano progettisti ed installatori ad un coordinamento fra quest'ultima norma e la CEI EN 63205-4. La recente edizione della norma CEI 64-8 (06/2012) ha ulteriormente regolamentato lo scenario che, per la complicazione, richiede un momento di attenzione e riflessione.

Si ringraziano i relatori e quanti hanno contribuito alla realizzazione dell'incontro.

Ore 9.00	Registrazione partecipanti	
Ore 9.15	Saluto e presentazione <i>N. Previato - Presidente AVIEL</i>	
Ore 9.30	Panoramica generale sulla norma CEI EN 62305 <i>R. Rinaldi – (libero professionista CTA AVIEL)</i>	
Ore 10.15	Intervallo	
Ore 10.45	Protezione da sovratensioni / uso di SPD per impianti elettrici: - Concetto dell'equipotenzialità - Criteri di scelta e di posizionamento degli SPD - Tipologie di SPD - Cablaggio corretto delle protezioni <i>S. Wiedenhofer – Tecnico DEHN ITALIA S.p.A.</i>	
Ore 12.00	Discussione	

La partecipazione all'incontro tecnico è gratuita.

Sarà resa disponibile la documentazione relativa agli argomenti trattati nell'incontro tecnico.

Verrà inoltre consegnato l'attestato di partecipazione, utile anche ai fini degli eventuali crediti formativi per i Periti Industriali.

Per l'adesione è richiesta la prenotazione obbligatoria, tramite l'invio della scheda di iscrizione allegata, via posta elettronica (info@aviel.it) o fax (049/8277599), entro il 19/09/2012.

Dell'avvenuta iscrizione sarà data conferma via mail.

Le indicazioni stradali per raggiungere la sede dell'incontro sono scaricabili dalla home page del sito del Centro Congressi "Papa Luciani" www.centrocongressipadova.it link "come raggiungerci".



Notiziario



Aiel Irpaies

ORGANO UFFICIALE DI INFORMAZIONE TECNICA DELL'UNAIE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle Imprese d'Installazione di Impianti



ANNO XXXXIII

N. 6 – NOVEMBRE/DICEMBRE 2012

EDITORIALE

DI ANTONELLO GRECO.

Dallo scorso numero del Notiziario abbiamo pensato ad una nuova veste grafica che rendesse più facile la lettura degli articoli con nuovi contenuti nati dalla collaborazione di altri periodici del settore. Abbiamo cercato così di favorire la divulgazione tecnico-scientifica fra gli installatori qualificati, con contenuti più vicini alla realtà impiantistica, alla progettazione ed alle nuove tecnologie.

Norme, leggi, articoli specializzati, oltre alle preziose pagine di notizie tecniche a cura della segreteria tecnica.

Nelle prossime pagine troverete un reportage del CEI dedicato agli impianti allarme intrusione, da pagina 18, ed un contributo della OSRAM alla conoscenza ed all'utilizzo delle lampade LED, da pagina 23.

Molti avranno notato, poi, che da alcuni numeri pubblichiamo due pagine informative su cosa fa l'UNAE e sui corsi di informazione e qualificazione dedicate ai numerosi installatori e professionisti che leggono il Notiziario online, nonché agli studenti.

Ho lasciato volutamente la copertina per ultima, perché è un argomento che mi sta molto a cuore. Mi piacerebbe, attraverso questa semplice raccolta di immagini di apparecchiature e strumenti elettrici vintage, realizzare la memoria del lavoro degli installatori elettrici.

La strada è lunga, pertanto, chi volesse partecipare può inviare la propria fotografia all'indirizzo info@unae-irpaies.it

Buon lavoro.

Notiziario AIEL IRPAIES

Iscritto il 1 agosto 1970 al n. 2107 del "Registro dei giornali periodici" del Tribunale Torino

Direttore Responsabile: [Antonello Greco](mailto:antonello.greco@unae-irpaies.it)

Chiuso in redazione il 8 novembre 2012

Distribuito gratuitamente su: www.unae.it

Proprietario: UNAE Piemonte e Valle d'Aosta

Presidente: Antonio Serafini

Redazione: C.so Svizzera 67 – 10143 Torino

Tel. 011 746897 – fax. 011 3819650

Codice Fiscale 80099330013

Partita IVA 07651840014

e-mail: info@unae-irpaies.it

Si informano i soci UNAE che è possibile ricevere

l'avviso dell'avvenuta pubblicazione via e-mail

comunicando l'indirizzo a: info@unae-irpaies.it

I dati personali saranno raccolti nella banca-dati

ad uso redazionale presso la nostra sede di Torino

cui gli interessati potranno rivolgersi ed esercitare i

diritti previsti dalla Legge 675/96.

Informativa conforme all'articolo 2, comma 2 del

Codice deontologico relativo al trattamento dei

dati personali nell'esercizio dell'attività giornalistica

(art. 25 - Legge n. 675/96).

Avviso legale: La Direzione si riserva la facoltà di

rifiutare qualsiasi articolo o inserzione. Le opinioni

e le inesattezze espresse dagli autori degli articoli

non impegnano la Redazione.

È consentita la riproduzione, ritrasmissione, fotocopia,

immissione in reti internet o intranet, su server di rete,

copie via e-mail, rassegne stampa o altro modo di

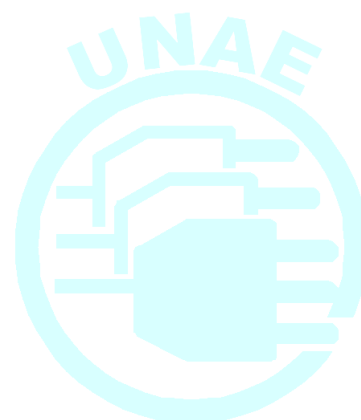
diffusione, delle notizie o servizi pubblicati, citando la

fonte e segnalando alla Redazione.

Per informazioni scrivere a: info@unae-irpaies.it

INDICE

- 3 NORMA CEI 64-8 – Ed. VII^a 2012-06 – PRIMA PARTE
- 8 QUINTO CONTO ENERGIA
- 15 MODIFICHE ALLA DELIBERA N. 84/2012/R/EEL
- 18 LE ULTIME NOVITÀ NORMATIVE IN MATERIA DI IMPIANTI ALLARME INTRUSIONE
- 23 LA LUCE DEL FUTURO È DI CASA
- 31 I QUESITI DEI NOSTRI INSTALLATORI
- 32 I NOSTRI CORSI
- 34 PERCHÉ UNAE
- 35 INCONTRO TECNICO: "DOMOTICA ED AUTOMAZIONE DEGLI EDIFICI RESIDENZIALI"



IN COPERTINA

SITI RINNOVABILI ANTE LITTERAM: SIAMO NELLA SALA QUADRI 15 kV DI UNA CABINA DI UTENTE AUTOPRODUTTORE CUI FACEVANO CAPO ALCUNE CENTRALI IDROELETTRICHE DI PICCOLA TAGLIA SITUATE NELL'APPENNINO LIGURE-PIEMONTESE. L'IMPIANTO, NATO NEL PERIODO DELLA SECONDA GUERRA MONDIALE HA FUNZIONATO FINO VERSO LA FINE DEGLI ANNI 80, PRIMA DI ESSERE SOTTOPOSTO CON IL TRASFERIMENTO DI PROPRIETÀ AD UNO STRUTTURALE INTERVENTO DI AMMODERNAMENTO (FOTO: P.P.)

NOTIZIE TECNICHE

A CURA DELLA SEGRETERIA TECNICA

NORMA CEI 64-8 – Ed. VII^a 2012-06PRINCIPALI NOVITÀ INTERVENUTE RISPETTO ALL'EDIZIONE VI^a 2007-01

PRIMA PARTE

Premessa

A far data dal 1° novembre 2012 entrano in vigore le modifiche apportate all'edizione sesta della norma CEI 64-8 (nel seguito Norma). L'ampiezza delle varianti introdotte, che riguarda tutti i sette fascicoli, unitamente al recepimento nel corpo del testo delle Varianti V1:2008-09, V2:2009-05 e V3:2011-02, hanno comportato un certo riassetto e, conseguentemente, la stesura di una nuova edizione.

Per ognuna delle sette norme specifiche sono riportate in modo sintetico i riferimenti agli articoli, sezioni e capitoli oggetto di modifica e per alcuni di essi sono illustrate le modifiche, le integrazioni, le abrogazioni o altro ritenute più significative.

PARTE I - Oggetto, scopo e principi fondamentali

Principali modifiche introdotte dall'ed. VII 2012-06			
Art/Sez/Cap	Titolo/Argomento	Nuovo	Modificato
11.1	Campo d'applicazione della norma		X
11.1 Commento	“		X
11.3 “ (*)	“		X
131.7.3	Protezione contro le sovratensioni e le influenze elettromagnetiche	X	
132.13	Documentazione	X	
133.2.4	Scelta dei componenti elettrici. Potenza		X
134.1.8	Realizzazione, verifica iniziale e periodica degli impianti elettrici ¹	X	
134.1.9	Realizzazione, verifica iniziale e periodica degli impianti elettrici	X	
134.3	Verifiche Periodiche	X	
(*) L'art. 11.3 alinea e) modificato dalla Variante V1:2008-09			

- Art. 11.3 Commento. Preciso che per quanto attiene la progettazione e la costruzione degli impianti di illuminazione pubblica in serie l'applicazione della norma CEI 64-7² è diventata definitiva. Art 11.1. Il campo d'applicazione della norma CEI 64-8 viene esteso anche a:
 - illuminazione esterna (in parallelo);
 - sistemi fotovoltaici e altri sistemi di generazione in bassa tensione;
 - locali ad uso medico;

¹ Enuncia il principio che la regola dell'arte è conseguibile anche con l'applicazione di criteri alternativi alle norme CEI.

² Norma CEI 64-7:2010- 12 - Impianti d'illuminazione situati all'esterno con alimentazione serie – fasc. 10928 in vigore dal 01-01-2011.

- unità mobili o trasportabili;
- gruppi generatori di bassa tensione.
- Art. 131.7.3. Nuovo articolo che stabilisce l'obbligo degli impianti elettrici³ di avere un livello d'immunità adeguato contro i disturbi elettromagnetici in modo da funzionare correttamente nell'ambiente specificato. Il progetto deve tenere conto delle prevedibili emissioni generate dall'impianto e dai suoi componenti, le quali devono essere tollerabili dagli apparecchi utilizzatori alimentati dall'impianto. In tal senso si rimanda all'Allegato A4 della Parte IV della Norma che dettaglia esempi di misure da adottare contro le influenze elettromagnetiche.
- Art. 132.13. Documentazione (Nuovo commento). Richiamata la necessità di produrre un'adeguata (appropriata) documentazione a corredo dell'impianto che, come noto, costituisce elemento indispensabile ai fini delle verifiche, sia per quelle previste in ambito regola dell'arte (vedi Guida CEI 64-14) sia per quelle previste per legge (vedi Guida CEI 0-14 per le verifiche ai sensi del DPR n. 462/01).
- Art. 134.1.9. Nuovo articolo che richiama, nei casi di ampliamento o modifica di un impianto esistente, la verifica dell'adeguatezza (caratteristiche e condizioni d'esercizio) della parte in essere che si trova ad alimentare i carichi aggiunti dalla parte d'impianto nuova. Questa prescrizione è strettamente correlata e coordinata con l'art. 7, c. 3, del DM n. 37/08⁴ a riguardo del rilascio della Dichiarazione di conformità nel caso di rifacimento parziale di un impianto.
- Art. 134.3 Verifiche Periodiche. Nuovo articolo. Le verifiche periodiche sono obbligatorie per tutti gli impianti elettrici.

PARTE II - Definizioni

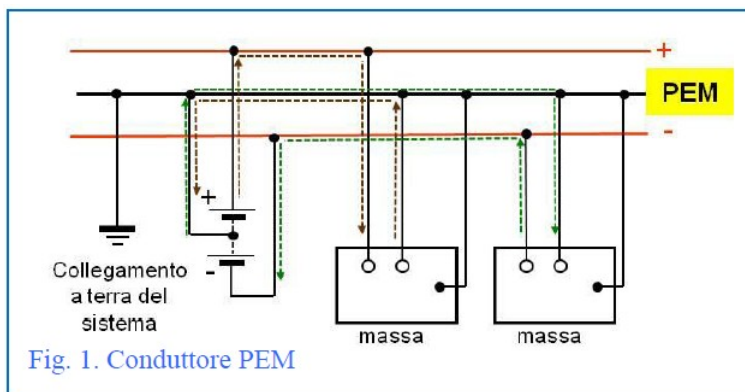
Principali modifiche introdotte dall'ed. VII 2012-06			
Articolo/Cap	Titolo/Argomento	Nuovo	Modificato
21.1	Impianto elettrico		X
21.5	Alimentazione dei servizi di sicurezza		X
21.5 Commento	“	X	
22.1	Tensione nominale		X
24.12	Messa a terra. Conduttore PEM	X	
N.B. La seconda e terza alinea dell'art. 25.4 (Commento), sono diventate norma all'interno del nuovo art. 133.2.4 - Scelta dei componenti elettrici. Potenza - del testo della Parte I			

- Art. 21.1. Impianto elettrico. È stato modificata la seconda parte. Con essa si sottolinea che nell'ambito della Norma i componenti e gli apparecchi utilizzatori sono trattati unicamente per quanto attiene la loro scelta (compatibilità) rispetto all'impianto elettrico (v. art. 11.5). Per le caratteristiche valgono le relative norme di prodotto.
- Art. 21.5 Alimentazione dei servizi di sicurezza. Sono stati aggiunti i seguenti esempi di servizi di sicurezza:
 - illuminazione antipanico o per l'evacuazione;
 - pompe antincendio;
 - ascensori per i servizi di soccorso antincendio;
 - sistemi di allarme, quali gli allarmi d'incendio, gli allarmi CO;

³ La Guida per l'applicazione della Direttiva 2004/108/CE elenca gli impianti elettrici ai quali si applica la normativa sulla compatibilità elettromagnetica.(EMC).

⁴ DM n. 37/08, art. 7, c. 3, - In caso di rifacimento parziale d'impianti, il progetto, la dichiarazione di conformità, e l'attestazione di collaudo ove previsto, si riferiscono alla sola parte degli impianti oggetto dell'opera di rifacimento, ma tengono conto della sicurezza e funzionalità dell'intero impianto. Nella dichiarazione di cui al comma 1e nel progetto di cui all'articolo 5, è espressamente indicata la compatibilità tecnica con le condizioni preesistenti dell'impianto.

- sistemi di ventilazione per estrazione del fumo.
- Art. 22.1. Tensione nominale. Modificato il limite della tensione nominale fra i sistemi elettrici di II e III categoria. Il precedente limite di 30 kV è stato elevato a 35 kV⁵
- Art. 24.12. Conduttore PEM (fig. 1). Questo articolo introduce il conduttore che unisce le funzioni di conduttore di protezione e conduttore mediano nei sistemi elettrici in corrente continua⁶. Esso si ricollega allo schema contenuto nell'art. 312.1.2 della Parte III. Corrisponde con l'art. 24.13 della precedente edizione introdotto con la variante V2, dalla quale è stato abrogato l'articolo che forniva la definizione del conduttore PEL⁷. Il conduttore PEM non è un conduttore attivo, anche se è percorso da corrente.



PARTE III - Caratteristiche generali

Principali modifiche introdotte dall'ed. VII 2012-06			
Articolo/Cap	Titolo/Argomento	Nuovo	Modificato
312.1	Alimentazione e struttura. Sistemi di conduttori attivi		X
312.2 – 312.2.1	Alimentazione e struttura. Modi di collegamento a terra		X
312.2.3	Alimentazione e struttura. Modi di collegamento a terra. Sistema IT		X
314.1	Suddivisione dell'impianto		X
330.2	Compatibilità elettromagnetica	X	
36	Continuità di servizio	X	
37 (*)	Ambienti residenziali - Prestazioni dell'impianto	X	

(*) Nuovo capitolo dall'art. 337.1 all'art. 337.5. Ex allegato A della Variante V3:2011-02 modificata con l'IP del Progetto C.1086

- Art. 312.1. Sono esemplificati mediante circuiti i conduttori attivi nei sistemi in corrente alternata.
- Art. 312.2 – 312.2.1 e 312.2.3. Sono stati modificati gli schemi generali dei sistemi TN, TT e IT con l'introduzione la spiegazione dei nuovi simboli rappresentativi del N, del PEN e del PEM riportati nei predetti schemi.
- Art. 314.1. Suddivisione dell'impianto. L'articolo è stato integrato con l'individuazione di ulteriori esigenze che rendono necessario la suddivisione dell'impianto per ridurre:
 - la probabilità d'intervento indesiderato degli interruttori differenziali dovuto a correnti eccessive di dispersione (in particolare degli RCD per correnti elevate sul PE);

⁵ In proposito si rileva che la:

- norma CEI EN 61936-1 definisce (art. 3.1.13) Alta tensione, la tensione superiore a 1000 V c.a., senza far cenno alla suddivisione in categorie dei sistemi elettrici a tensione superiore a 1 kV.
- norma CEI EN 50160:2011-05 definisce (art. 3.7) AT - Alta tensione, la tensione il cui valore efficace nominale è $36 \text{ kV} < U_n \leq 150 \text{ kV}$, mentre la stessa norma nella prima edizione 2000-03 definiva media tensione la tensione oltre a 1 kV fino a 35 kV.

⁶ Norma IEC60364-1.

⁷ Conduttore che unisce le funzioni di conduttore di protezione e conduttore di fase.

- gli effetti delle interferenze elettromagnetiche.

Ma la parte più importante delle novità riguarda il nuovo capitolo 37, in pratica l'inserimento dell'Allegato A, oggetto della Variante V3 modificata. Si tratta delle prescrizioni inerenti gli ambienti residenziali e le prestazioni dell'impianto. È confermata in toto il valore prescrittivo delle dotazioni minime indicate nella nuova tabella A, in qualche caso interpretata in modo limitativo⁸. Si segnalano i seguenti cambiamenti.

- Per gli impianti di livello 1, accanto al numero (rimasto invariato) dei punti presa⁹ previsti per ciascuna delle tipologie di superficie dei locali, sono indicati, fra parentesi quadra [] il numero di punti prese che possono essere spostati da un locale all'altro, purché il numero totale di punti presa nell'unità immobiliare rimanga invariato.

- In un locale da bagno, se non è previsto l'attacco/scarico per la lavatrice, è sufficiente un punto presa (*).

- Per qualsiasi livello d'impianto nelle camere da letto si può prevedere un punto presa in meno rispetto a quello indicato (**). Nella Tab. 1 sono riportate le nuove dotazioni minime come sopra detto.

Destinazione d'uso del vano		Livello 1	Livello 2	Livello 3
Ingresso		1	1	1
Angolo Cottura		2(1)	2(1)	3(2)
Cucina		5(2)	6(2)	7(3)
Lavanderia		3	4	4
Locale da bagno		2(*)	2(*)	2(*)
Servizi (WC)		1	1	1
Corridoio	A ≤ 5 m	1	1	1
	A > 5 m	2	2	2
Balcone o terrazzo se A ≥ 10 m ²		1	1	1
Ripostiglio se A ≥ 1 m ²				
Cantina / Soffitta		1	1	1
Box auto		1	1	1
Giardino se A ≥ 10 m ²		1	1	1
Altri locali (camera da letto, soggiorno, studio, ecc.) (**)	8 < A ≤ 12 m ²	4[1]	5	5
	12 < A ≤ 20 m ²	5[2]	7	8
	A > 20 m ²	6[3]	8	10

Tab. 1 Numero dei punti presa

- Cambia anche il numero di punti luce a livello 2, da 4 a 3 e, a livello 3, da 3 a 2.
- La nota 13 della tabella A specifica che se l'ingresso è costituito da un corridoio più lungo di 5 m, si deve aggiungere un punto presa e un punto luce.
- Eliminate le colonne prese telefoniche e/o dati previste per i vari livelli d'impianto. In precedenza era prevista una presa telefono e/o dati in ogni locale compreso la cucina indipendentemente dal livello dell'impianto. D'ora in poi questa dotazione è in funzione della superficie del locale e quest'ultimo è individuato dall'installatore di conserva, naturalmente, con il committente. Nella Tab. 2 sono riportati il numero delle prese telefoniche stabilite come sopra detto per i tre livelli d'impianto.

- Allo scopo di rendere meno restrittiva la prescrizione relativa al numero delle prese TV¹⁰, almeno una delle prese TV dell'intera unità immobiliare.

Dimensione del locale	Livello 1	Livello 2	Livello 3
A ≤ 50 m ²	1	1	1
50 < A ≤ 100 m ²	2	2	3
A > 100 m ²	3	3	4

Tab. 2 Numero prese telefono e/o dati

richieste nella Tabella A, deve avere accanto la predisposizione (posa tubi e scatole) per totale 6 prese energia. Se in luogo di tale predisposizione si installa un numero di punti prese equivalente questi vengono conteggiati ai fini del numero minimo di punti prese

⁸ Si tratta dei così detti patti in deroga, ossia le prestazioni dell'impianto scisse dagli aspetti della sicurezza, suggeriti da fonte autorevole.

⁹ Almeno una delle prese energia deve essere installata in prossimità della porta, dei soli locali riportati nella prima riga della Tabella A.

¹⁰ Per le quali è comunque stabilito che devono avere accanto almeno una presa energia.

richiesti nei locali. Rispetto all'abrogata versione cade l'obbligo di predisporre quanto necessario per 6 prese d'energia in corrispondenza di ogni presa TV che erano previste in ogni locale della prima riga della tabella A oltre che nella cucina. In tal modo si limita la flessibilità logistica dell'appartamento a favore dell'economicità.

- Sulla sfilabilità dei cavi in precedenza era detto solamente che gli stessi dovevano essere sfilabili per qualsiasi livello dell'impianto, ad eccezione di elementi prefabbricati o precablati. Al riguardo viene adesso ordinato che il diametro interno dei tubi protettivi di forma circolare deve essere almeno pari a 1,5 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi che essi sono destinati a contenere con un minimo di 16 mm.
- Nelle cassette di derivazione, dopo la posa di cavi e morsetti, è opportuno lasciare uno spazio libero pari a circa il 20% del volume della cassetta stessa.

PARTE IV - Prescrizioni per la sicurezza

Principali modifiche introdotte dall'ed. VII 2012-06			
Articolo/Cap	Titolo/Argomento	Nuovo	Modificato
434.3.3	Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i corto circuiti	X	
434.3.3 Commento	Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i corto circuiti	X	
444 (*)	Protezione contro le influenze elettromagnetiche	X	
Allegato 4A (**)	Misure contro le influenze elettromagnetiche	X	
473 Commento	Misure di protezione contro le sovracorrenti (***)		X
481.2.2	Scelta delle misure di protezione contro i contatti diretti		X
481.2.3	Distanze minime da rispettare nei passaggi di servizio o di manutenzione	X	
(*) Nuova sezione dall'art. 444.0 all'art. 444.3.1. (**) Allegato 4A - dall'art. A.444.1 all'art. A.444.11.1. (***) Vedasi norma CEI 0-21. N.B. Gli artt. 411.1.3.1, 411.1.3.2, 411.1.3.3, 411.1.5.5, 433.2 e 481.3.1.1 sono stati modificati con la Variante V1 2008-09. Abrogati dall'art. 481.2.4 all'art. 481.2.4.3, sostituiti con la sezione 729 della Parte 7.			

- Sezione 444. Protezione contro le influenze elettromagnetiche¹¹. Questa nuova sezione tratta le interferenze elettromagnetiche (EMI) che disturbano o danneggiano¹² i sistemi per le tecnologie di comunicazione e delle informazioni (ICT), per le tecnologie di comunicazione radiotelevisive (BCT), di comando, controllo e comunicazione degli edifici (CCCB), controllo, comando e automazione dei processi (PMCA). Le correnti dovute a fulmini, manovre, cortocircuiti e altri fenomeni elettromagnetici possono causare sovratensioni e interferenza elettromagnetiche. Questi effetti possono verificarsi in presenza di:
 - conduttori che formano spire di grandi dimensioni;
 - diverse condutture di potenza e di segnale con percorsi paralleli.
- L'Allegato 4A illustra le misure che contribuiscono a ridurre le interferenze elettromagnetiche. Misure che sono considerate buona pratica di progettazione per ottenere la compatibilità elettromagnetica degli impianti fissi come richiesto dalla richiamata direttiva.

La seconda parte dell'articolo sarà pubblicata sul numero 1 – gennaio/febbraio 2013.

¹¹ 11 La Direttiva 2004/108/CE, detta anche Direttiva EMC (D.Lgs. 194/2007), si applica agli apparecchi ed impianti fissi, definiti nella Guida applicativa, che generano o che possono essere influenzati da disturbi elettromagnetici. In tal senso devono contenere ed essere al tempo stesso immunizzati contro le perturbazioni elettromagnetiche che ne possono degradare il funzionamento.

¹² Sono esempi di sorgenti potenzialmente in grado di produrre disturbi (art.443.1): i dispositivi di manovra per carichi induttivi, i motori elettrici, le lampade fluorescenti, le saldatrici, i raddrizzatori e gli inverter, i convertitori statici (in c.c.), i convertitori di frequenza e i regolatori, i sistemi di regolazione della potenza, gli ascensori, ecc.

NOTIZIE TECNICHE

A CURA DELLA SEGRETERIA TECNICA

QUINTO CONTO ENERGIA



È STATO PUBBLICATO SULLA GAZZETTA UFFICIALE (GU N. 159 DEL 10-7-2012 - SUPPL. ORDINARIO N.143) IL DECRETO 5 LUGLIO 2012 - ATTUAZIONE DELL'ART. 25 DEL DECRETO LEGISLATIVO 3 MARZO 2011, N. 28, RECANTE INCENTIVAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI (C.D. QUINTO CONTO ENERGIA).

Sullo stesso S.O. è stato pure pubblicato il Decreto 6 luglio 2012 – Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici. Il relativo sistema d'incentivi entrerà in vigore il 1° gennaio 2013, previo un periodo transitorio di 4 mesi.

In data 7-08-2012 sono state poi pubblicate, da parte del GSE (Gestore dei Servizi Energetici), le Regole applicative per l'iscrizione ai registri e per l'accesso alle tariffe incentivanti DM 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia)¹³.

Premessa

Il Quinto conto energia (nel seguito V°CE), che disciplina le modalità d'incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, deve entrare in vigore 45 giorni dopo il superamento della soglia di 6 miliardi euro di incentivi. Al riguardo l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), con Delibera 12 luglio 2012 292/2012/R/efr, ha individuato nel 12-07-2012 la data nella quale è stato raggiunto il suddetto costo indicativo cumulato annuo degli incentivi. Conseguentemente le modalità d'incentivazione disciplinate dal V°CE si applicano a decorrere dal 27 agosto 2012.

Gli obiettivi che si pone il V CE sono¹⁴ principalmente:

- l'allineamento degli incentivi ai livelli europei adeguandoli agli andamenti dei costi di mercato delle tecnologie (calati radicalmente nel corso degli ultimi anni);
- assicurare che l'ulteriore diffusione del fotovoltaico avvenga con modalità compatibili con l'esigenza di controllare la crescita degli oneri sulle tariffe elettriche anche mediante un sistema di controllo e gestione dei volumi installati e della relativa spesa complessiva;
- una maggiore flessibilità nella definizione delle soglie oltre le quali scatta il meccanismo dell'iscrizione al registro;
- semplificazione delle procedure che attengono al meccanismo dei registri, per ridurre al massimo gli oneri e gli adempimenti da parte degli investitori.

L'art. 1, c. 4, stabilisce che il IV Conto Energia continua ad applicarsi:

¹³ Per dare applicazione operativa al IV Conto Energia erano stati pubblicati due documenti: Regole applicative per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal DM 5 maggio 2011 (Quarto Conto Energia per il foto

¹⁴ Tenuto conto che lo stato di avanzamento complessivo (fig. 1) ai fini del raggiungimento dell'obiettivo del 17% al 2020 è positivo, in quanto al 2010 oltre il 10% dei consumi energetici complessivi è stato coperto mediante fonti rinnovabili, contro l'8,86% del 2009 e che nel settore elettrico l'Italia è in anticipo rispetto agli obiettivi fissati, poiché la capacità installata a fine 2011 è in grado di assicurare una produzione di circa 94 TWh/anno, a fronte dell'obiettivo di produzione di 100 TWh previsto per il 2020 (vedi anche il così detto Pacchetto Clima-energia 20-20-20).

- a) ai piccoli impianti e agli impianti di cui ai Titoli III e IV¹⁵ che entrano in esercizio prima dei 45 giorni previsti per il nuovo regime;
- b) ai grandi impianti iscritti in posizione utile nei registri e che producono la certificazione di fine lavori nei termini previsti;
- c) agli impianti realizzati su edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche che entrano in esercizio entro il 31-12-2012.

Ciò allo scopo di consentire il rispetto degli impegni assunti nei confronti degli utenti che si trovano in un avanzato stato di realizzazione degli impianti¹⁶, senza dover ipotecare, al tempo stesso, una parte significativa del budget previsto già nella fase iniziale del nuovo piano.

Il V CE cessa di applicarsi, in ogni caso, decorsi trenta giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo

cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno. I provvedimenti d'incentivazione precedenti, qualora comportino un incremento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi, cesseranno di applicarsi alla stessa data in cui cesserà di applicarsi il V CE. A questo proposito non appare possibile pronosticare la durata del nuovo regime di sostegno perché il costo totale degli incentivi concessi agli impianti non assoggettati a registro verrà sottratto dalla disponibilità dei successivi registri fino al raggiungimento dell'ammontare monetario previsto.

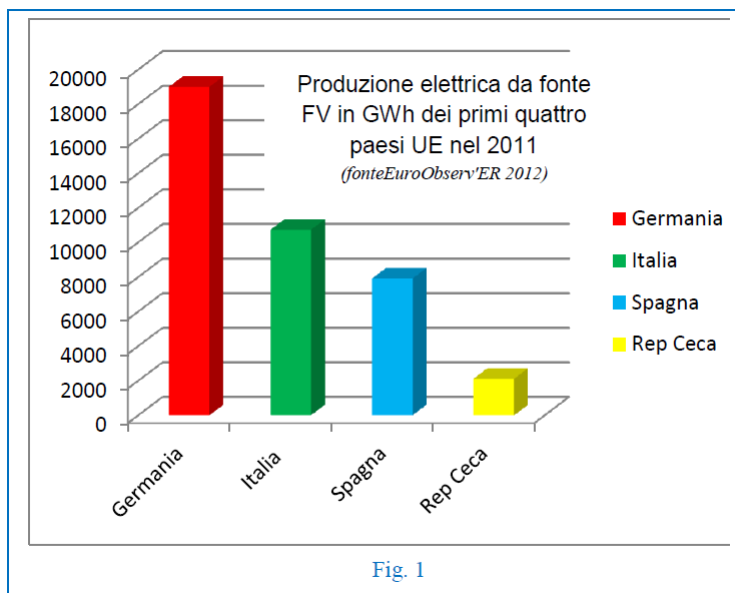


Fig. 1

Tariffe

Modificato il criterio¹⁷. D'ora in poi è previsto (art. 5) il riconoscimento, sulla quota di produzione netta immessa in rete, di una tariffa onnicomprensiva¹⁸ (feed in tariff - dell'incentivo e della vendita dell'energia) e, sulla quota della produzione netta consumata in sito, di una tariffa premio (in sostituzione al vecchio scambio sul posto). Entrambe determinate sulla base della potenza (≤ 1 MW)¹⁹ e del tipo d'impianto:

¹⁵ Titolo III- Impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative; Titolo IV Impianti a concentrazione. Le definizioni sono rimaste invariate, salvo che per gli impianti a concentrazione in cui è stato inserito il riferimento al fattore di concentrazione previsto dalla Guida CEI 82-25.

¹⁶ 4 A detti impianti saranno riconosciute le tariffe riportate nelle tabelle 3, 4 e 5 dell'Allegato al IV° Conto Energia, con l'eventuale riduzione prevista al comma 6 dello stesso Allegato; tale riduzione sarà calcolata sulla base del costo cumulato relativo a tutti gli impianti entrati in esercizio nel periodo di osservazione, indipendentemente dal conto energia di riferimento.

¹⁷ Il precedente criterio prevedeva, fino al 2012, la remunerazione di tutta l'energia prodotta, mediante la tariffa incentivante e la quota in conto energia immessa in rete, mediante lo scambio su posto, oppure la vendita, oppure il ritiro dedicato

¹⁸ Il sistema della tariffa onnicomprensiva, già previsto nel IV° Conto Energia a partire dal 2013, è un regime semplificato, introdotto dalla Delibera AEEG n. 1/09, e già applicato per le altre fonti rinnovabili (ad es. impianti eolici).

¹⁹ Per tutti gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, il GSE eroga, in riferimento alla quota di produzione netta immessa in rete, la differenza, se positiva, fra la tariffa onnicomprensiva di cui agli Allegati 5, 6 e 7, e il prezzo zonale orario. Tale differenza non può essere superiore alle tariffe onnicomprensive di cui ai medesimi allegati; l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW resta nella disponibilità del produttore. Sulla quota della produzione netta consumata in sito è attribuita, invece, una tariffa premio, individuata nei medesimi Allegati 5, 6 e 7.

- fotovoltaico²⁰;
- integrato con caratteristiche innovative²¹;
- fotovoltaico a concentrazione.

Le tariffe in questione sono riportate nelle tabelle 5, 6 e 7 allegate al V CE per le predette rispettive tipologie d'impianti. È da sottolineare che non s'incentiva più tutta l'energia prodotta dall'impianto, indipendentemente dal fatto che sia autoconsumata o immessa in rete, ma solo quella frazione di energia prodotta che viene ceduta alla rete, mentre viene riconosciuto un premio per la parte di energia prodotta dall'impianto ed "istantaneamente" utilizzata dall'utente definita "energia consumata in sito".

Nella tab. A sono riportate, a titolo di esempio, le tariffe omnicomprendenti e premio sull'energia consumata in sito, spettanti agli impianti fotovoltaici²² e valide per quelli che entrano in esercizio nel primo semestre di applicazione del V CE. In generale le tariffe spettanti sono quelle vigenti alla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Potenza impianto [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprendente [€/kWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/kWh]	Tariffa omnicomprendente [€/kWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/kWh]
1 < P < 3	208	126	201	119
3 < P < 20	196	114	189	107
20 < P < 200	175	93	168	86
200 < P < 1000	142	60	135	53
1000 < P < 5000	126	44	120	38
P > 5000	119	37	113	31

Tab. A

Sono riconosciute per un periodo di venti anni e rimangono costanti in moneta corrente per tutto il periodo dell'incentivazione. Tale periodo è considerato al netto di eventuali fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della rete o di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti autorità.

Il confronto con la situazione precedente non può limitarsi ai valori tabellati essendo diversi i criteri di calcolo. In ogni caso l'utente-produttore deve continuare a massimizzare l'energia prodotta e quella auto consumata, in particolare durante le fasi di produzione degli impianti fotovoltaici, indipendentemente dal costo orario diurno dell'energia prelevata dalla rete. Le nuove tariffe decrescono progressivamente da un semestre all'altro e, per gli impianti che entrano in esercizio successivamente al quinto semestre, si applica un'ulteriore riduzione del 15% a semestre. Le tariffe omnicomprendenti e le tariffe premio sull'energia consumata in sito sono incrementate in ragione della potenza, in modo decrescente all'allontanarsi della data di entrata in esercizio, limitatamente agli impianti fotovoltaici e agli impianti integrati con caratteristiche innovative, dei seguenti bonus che, diversamente dal IV Conto Energia, diventano tra loro cumulabili:

²⁰ Impianti fotovoltaici o sistema solare fotovoltaico (impianti solari realizzati con moduli piani). La suddivisione per tipologia tecnologica o installativa è la stessa del Terzo Conto Energia (DM 06/08/2010).

²¹ In proposito si veda il documento prodotto dal GSE - Guida agli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative, pubblicato il 9-08-2012 e disponibile sul sito www.gse.it.

²² Per gli impianti fotovoltaici è prevista la distinzione tariffaria tra due tipologie:

- "impianti fotovoltaici "sugli edifici", installati in conformità alle modalità di posizionamento indicate nell'Allegato 2 del V°CE e dettagliatamente illustrate nell'Appendice C delle - Regole applicative per l'iscrizione ai registri e per l'accesso alle tariffe incentivanti del GSE;
- "altri impianti fotovoltaici", ovvero tutti gli impianti fotovoltaici non ricadenti nella precedente tipologia, ivi inclusi gli impianti a terra (secondo le limitazioni per gli impianti installati a terra su aree agricole).

- per gli impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE/SEE (Spazio Economico Europeo)²³;
- per gli impianti realizzati su edifici con moduli installati in sostituzione di coperture su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto²⁴.

Secondo alcune prime valutazioni il V°CE potrebbe segnare, con ogni probabilità, la fine della fase incentivata del comparto fotovoltaico, per esempio per i clienti residenziali (costo di acquisto dell'energia circa 0,25 €/kWh - incluse le accise) che sarà il primo a raggiungere la condizione di Grid Parity²⁵ entro la fine del 2012 (Fonte EPIA – European - Photovoltaic – Industry – Association).

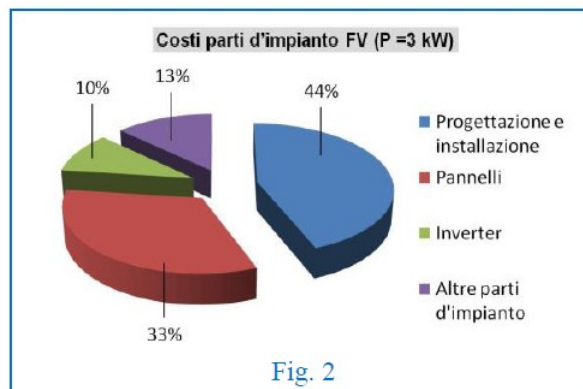


Fig. 2

Fattori che stanno determinando una riduzione del costo del kWh da fonte fotovoltaica è il drastico calo del costo dei componenti di cui è preponderante quello dei pannelli, come è evidenziato in fig. 2 per un impianto da 3 kW (fonte www.elettricoplus.it).

Il Registro degli impianti (Artt. 3 e 4)

Il IV° Conto Energia aveva istituito il registro degli impianti²⁶ allo scopo di tenere sotto controllo lo stato di avanzamento della potenza installata in un determinato periodo. In particolare i grandi impianti entrati in esercizio dal 1° settembre 2011 al 31 dicembre 2012 dovevano iscriversi e risultare in posizione tale da rientrare nei limiti di costo. La distinzione fra piccoli e grandi impianti è caduta; dal 27-08-12 accedono direttamente alle tariffe incentivanti i seguenti impianti (art. 3):

- a) impianti fotovoltaici di potenza fino a 50 kW realizzati su edifici con moduli installati in sostituzione di coperture su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto;
- b) impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 12 kW, ivi inclusi gli impianti realizzati a seguito di rifacimento, nonché i potenziamenti che comportano un incremento della potenza dell'impianto non superiore a 12 kW;
- c) i potenziamenti che comportano un incremento della potenza dell'impianto non superiore a 12 kW ;
- d) impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 50 ML€;
- e) impianti fotovoltaici a concentrazione fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 50 ML€;

²³ Il Soggetto responsabile (SR), che intenda richiedere il premio, deve trasmettere al GSE, sia per i moduli fotovoltaici che per l'inverter, copia degli attestati riportanti le informazioni precisate nelle - Regole applicative del GSE. Sono Soggetti responsabili: le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di unità immobiliari ovvero di edifici, che siano titolari del titolo autorizzativo/abilitativo conseguito per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, anche a seguito di voltura.

²⁴ Al punto 4.5. Regole applicative del GSE sono riportati gli adempimenti da svolgere per accedere al premio previsto che è riconosciuto anche agli interventi di bonifica avviati tra il 13 maggio 2011 (data di entrata in vigore del IV° Conto Energia) e il 27 agosto 2012, purché gli impianti fotovoltaici, installati in sostituzione di coperture di eternit o contenenti amianto, entrino in esercizio entro il 30 giugno 2013.

²⁵ Insieme delle condizioni economiche caratterizzate dalla coincidenza del costo del kWh prodotto da fonte fotovoltaica con il costo del kWh prodotto da fonte convenzionale (per tutte le categorie di utenti e per tutte le fasce orarie).

²⁶ Registro informatico predisposto dal GSE.

- f) impianti fotovoltaici realizzati da Amministrazioni pubbliche mediante svolgimento di procedure di pubblica evidenza, fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 50 ML€;
- g) gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 12 kW e non superiore a 20 kW, ivi inclusi gli impianti realizzati a seguito di rifacimento, nonché i potenziamenti che comportano un incremento della potenza dell'impianto non superiore a 20 kW, che richiedono una tariffa ridotta del 20% rispetto a quella spettante ai pari impianti iscritti al registro.

Per tutti gli altri impianti vige ancora l'obbligo d'iscrizione al registro, di cui cambiano le regole di redazione della graduatoria. L'accesso alle tariffe incentivanti è subordinato, oltre al rispetto dei requisiti stabiliti²⁷, alla predetta iscrizione in posizione tale da rientrare nei seguenti limiti massimi di costo indicativo cumulato annuo degli incentivi:

- 1° registro: 140 milioni di euro;
- 2° registro: 120 milioni di euro;
- registri successivi: 80 milioni di euro a registro e comunque fino al raggiungimento del limite del costo indicativo cumulato specificato in premessa.

Il primo registro sarà aperto con un bando dal GSE entro 20 giorni dalla pubblicazione delle regole applicative del V CE quindi entro il 26-08-2012. Resta aperto per 30 giorni²⁸. I registri successivi saranno aperti con cadenza semestrale e resteranno aperti per 60 giorni.

I criteri di priorità²⁹ con cui sono formate le graduatorie per l'ottenimento degli incentivi, sono i seguenti:

- a) impianti su edifici dal cui Attestato di Certificazione Energetica (ACE) risulti la miglior classe energetica, minimo D, con moduli installati in sostituzione di eternit o amianto;
- b) impianti su edifici dal cui ACE risulti la miglior classe energetica, minimo D;
- c) impianti su edifici con moduli installati in sostituzione di eternit o amianto;
- d) impianti con componenti principali realizzati unicamente in un Paese membro dell'UE/SEE;
- e) impianti ubicati, nell'ordine, su:
 - siti contaminati³⁰;
 - terreni del demanio militare;
 - discariche esaurite;
 - cave dismesse;
 - miniere esaurite;
- f) impianti di potenza fino a 200 kW asserviti ad attività produttive;
- g) impianti realizzati, nell'ordine, su:
 - edifici;
 - serre;
 - pergole;
 - tettoie;
 - pensiline;

²⁷ I requisiti in questione per le fattispecie d'impianti richiamati sono indicati negli articoli 7, 8 e 9.

²⁸ Solo per il 1° registro sarà data priorità agli impianti già in corso di realizzazione.

²⁹ Limitatamente al primo Registro la graduatoria è formata applicando, in ordine gerarchico, quale primo criterio di priorità, la precedenza della data di entrata in esercizio (dichiarata dal SR) che può avvenire solo dopo l'effettiva conclusione di tutti i lavori relativi all'impianto, in conformità al progetto autorizzato e al quale fa riferimento l'iscrizione al Registro. L'entrata in esercizio dell'impianto può avvenire solo dopo l'effettiva conclusione di tutti i lavori relativi all'impianto, in conformità al progetto autorizzato e al quale fa riferimento l'iscrizione al Registro.

³⁰ Ovviamente gli impianti devono essere installati solo sulla parte non contaminata del sito o sulla parte già messa in sicurezza, che non presenta più rischi ambientali e sanitari.

- barriere acustiche;
- h) altri impianti (impianti fotovoltaici) che rispettino i requisiti di cui all'art. 7.

All'atto della presentazione della richiesta d'iscrizione al registro³¹ il SR deve, pena l'esclusione, a corrispondere il contributo per le spese d'istruttoria:

- 3 euro/kW per impianti minori di 20 kW;
- 2 euro/KW per ogni kW di potenza eccedente 20 kW;
- più un contributo di 0,05 c€ per ogni kWh di energia incentivata.

Per accedere alle tariffe incentivanti, gli impianti devono entrare in esercizio entro un anno dalla data di pubblicazione della graduatoria.

L'iscrizione ai registri è cedibile a terzi solo successivamente alla data di entrata di esercizio dell'impianto.

Ulteriori compiti dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)

All'art. 11 è stabilito, tra l'altro³², che l'AEEG deliberi le modalità ed eventualmente nuove date di scadenza dei termini (rispetto a quanto previsto nella Delibera n. 84/2012/R/eel), entro le quali gli impianti fotovoltaici³³, entrati in esercizio entro il 30 giugno 2012, non muniti dei dispositivi di cui all'allegato 1-A, p.2 al V CE, devono essere adeguati, stabilendo anche in che modo le imprese distributrici dovranno segnalare le eventuali inadempienze al GSE, al quale, in tali casi, spetterà la sospensione dell'erogazione degli incentivi fino all'avvenuto adeguamento degli impianti.

Il citato allegato riporta in pratica le prescrizioni già ordinate dal IV Conto Energia, specificate successivamente dall'Allegato A.70 al Codice di Rete di Terna, quindi recepito, per gli impianti BT, dalla ed. 2 della norma CEI 0-21 e, per gli impianti MT, dalla prossima revisione della Norma CEI 0-21. Prescrizioni e requisiti essenziali per l'attivazione delle *smart grid*.

Il probabile differimento dei termini per gli adeguamenti si renderà necessario a seguito delle segnalazioni, da parte di numerosi produttori e loro associazioni, della sopraggiunta carenza di sistemi di protezione di interfaccia rispondenti ai requisiti specificati nelle predette normative.

A quest'ultimo riguardo l'AEEG ha già provveduto ad approvare, con la Delibera 2 agosto 2012 344/2012/R/EEL, alcuni chiarimenti apportati da Terna al riferito documento allo scopo di facilitarne l'applicazione.

Parimenti definirà, nei confronti delle imprese distributrici (gestori), le modalità di utilizzo per l'esercizio efficiente e in sicurezza del sistema elettrico, dei dispositivi richiamati all'allegato 1-A, p. 2 (altri componenti degli impianti fotovoltaici oltre ai moduli fotovoltaici).

Qualificazione degli installatori

All'art. 5, c. 6, è stabilito che ai fini dell'accesso alle tariffe incentivanti sono richiesti requisiti professionali Agli installatori degli impianti fotovoltaici, di cui all'articolo 15 del D.Lgs. n. 28 del 2011³⁴.

³¹ All'atto della richiesta delle tariffe incentivanti per gli impianti che accedono direttamente alle stesse.

³² Sancita l'applicabilità delle deliberazioni dell'AEEG in ordine alle misure d'indennizzo nei casi in cui il mancato rispetto, da parte del gestore di rete, dei tempi per il completamento della realizzazione della connessione e per l'attivazione della connessione, comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante (TICA - Testo Integrato delle Connessioni Attive (delibera ARG/elt 99/08 e successive modifiche).

³³ Impianti MT potenza superiore a 50 kW.

La qualificazione secondo quest'ultimo disposto riguarda, a far data dal 01-08-2013, l'abilitazione all'installazione d'impianti fotovoltaici su edifici. Se si tratta d'impianti di potenza fino a 20 kW, non su edificio³⁵, ma al servizio dello stesso e con autoconsumo, si è nel campo d'applicazione del DM n. 37/08 per il quale l'attività di costruzione e di manutenzione è consentita alle imprese il cui Responsabile tecnico è in possesso dei requisiti stabiliti dall'art. 4, c.1³⁶.

Per gli altri impianti il D.Lgs. 28/11 implicitamente tiene validi, ai fini dell'abilitazione, i requisiti a) e b) e non considera il requisito d), mentre per il requisito c) ne subordina la validità a condizione che il titolo di formazione professionale sia rilasciato a seguito della frequenza e superamento del relativo esame di un corso come specificato ai commi 3 e 4 dell'allegato 4³⁷.

agu 08-12

³⁴ Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

³⁵ Se invece tali impianti sono su edifici si applica anche il D.Lgs. 28/11.

³⁶ a) diploma di laurea in materia tecnica specifica conseguito presso un'università statale o legalmente riconosciuta;
b) diploma o qualifica conseguita al termine di scuola secondaria del secondo ciclo con specializzazione relativa al settore delle attività di cui all'art. 1, presso un istituto statale o legalmente riconosciuto, seguiti da un periodo di inserimento, di almeno due anni continuativi, alle dirette dipendenze di un'impresa del settore. Il periodo ...;
c) titolo o attestato conseguito ai sensi della legislazione vigente in materia di formazione professionale, previo un periodo d'inserimento, di almeno quattro anni consecutivi, alle dirette dipendenze di una impresa del settore. ...;
d) prestazione lavorativa svolta, alle dirette dipendenze di un'impresa abilitata nel ramo di attività cui si riferisce la prestazione dell'operaio installatore per un periodo non inferiore a tre anni, escluso quello computato ai fini dell'apprendistato e quello svolto come operaio qualificato, in qualità di operaio installatore con qualifica di specializzato nelle attività di installazione, di trasformazione,

³⁷ C. 3. La formazione si conclude con un esame in esito al quale viene rilasciato un attestato. L'esame comprende una prova pratica mirante a verificare la corretta installazione ... di sistemi solari fotovoltaici o termici.

C. 4. Il previo periodo di formazione deve avere le seguenti caratteristiche:

iii) per gli installatori di sistemi solari fotovoltaici o termici: una formazione preliminare di idraulico o di elettricista e competenze di impianti idraulici, di elettricità e di copertura tetti, ivi compresi saldatura e incollaggio di giunti di tubi, sigillamento di raccordi, prove di tenuta, capacità di collegare cavi, buona conoscenza dei materiali di base per la copertura dei tetti, nonché dei metodi d'isolamento e di impermeabilizzazione; o

iv) un programma di formazione professionale che consenta agli installatori di acquisire competenze adeguate corrispondenti a tre anni di formazione nei settori di competenze di cui alle lettere a), b) o c), comprendente sia la formazione in classe che la pratica sul luogo di lavoro.

NOTIZIE TECNICHE

A CURA DELLA SEGRETERIA TECNICA

MODIFICHE ALLA DELIBERA N. 84/2012/R/EEL

**Premessa**

Con la delibera 84/2012/R/eel, al fine di fornire garanzie alla stabilità del sistema elettrico, l'AEEG ha, essenzialmente, stabilito:

- che la nuova Generazione Diffusa (Distribuita GD) sia connessa alla rete nel rispetto delle prescrizioni emesse da Terna nel documento A.70 allegato al Codice di rete, graduando modalità e tempi;
- l'obbligo delle azioni di retrofit e i relativi tempi incentivati per gli impianti di MT, di potenza superiore a 50 kW, esistenti alla data del 31-03-2012.

In proposito sono pervenute alcune segnalazioni in merito alle criticità applicative³⁸ di alcune prescrizioni previste dall'Allegato A.70 per gli impianti rotanti convenzionali e per quelli eolici.

Inoltre alcuni costruttori e le loro associazioni hanno rilevato che le disposizioni inerenti i casi di sostituzione dell'inverter negli impianti BT, già connessi, non sempre risultano applicabili. Infatti, in certe situazioni, non risulta tecnicamente possibile sostituire un inverter esistente con uno rispondente ai requisiti vigenti alla data della sostituzione.

Allegato A.70. Ed. 2.0 (03/08/2012)

In conseguenza di quanto appena detto Terna ha provveduto ad emettere alcuni chiarimenti essenzialmente interpretativi dell'Allegato A.70, approvati dall'AEEG con la Deliberazione 2-08-2012 n. 344/2012/R/EEL.

- (p. 5) I valori di tensione per i quali deve essere garantita la connessione devono essere compresi nell'intervallo $85\% U_n \leq U \leq 110\% U_n$ nel punto di consegna oppure quelli nell'intervallo $90\% U_n \leq U \leq 105\% U_n$ misurati ai morsetti di macchina.
- (p. 5) Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete MT/BT in funzione della frequenza, l'impianto di produzione non rotante deve essere in grado di rimanere connesso alla rete permanentemente, per valori di frequenza tra $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$. Per gli impianti rotanti nello stesso intervallo è ammesso lo scostamento dai valori di produzione precedenti il transitorio nonché dai tempi di permanenza.
- (art. 7.1.1) Durante un transitorio di frequenza, detti impianti di produzione devono essere in grado di: ... c) non riconnettersi alla rete e non aumentare il livello di produzione minimo

³⁸ Analoghe segnalazioni riguardano la sopraggiunta carenza di sistemi di protezione d'interfaccia rispondenti ai requisiti previsti dall'Allegato A70 (recepiti dalla norma CEI 0-21), necessari per effettuare le connessioni in BT degli impianti di produzione di energia elettrica. I più interessati sono produttori con impianti fotovoltaici che richiedono la connessione per poter accedere ancora agli incentivi del IV° Conto Energia e del V Conto Energia in vigore dal 27-08-2012. Ciò, se realmente riscontrato, potrebbe portare ad uno slittamento delle tempistiche previste.

raggiunto in caso di ridiscesa della frequenza dopo un aumento della stessa oltre il valore di 50,3 Hz (a meno che la frequenza non si attesti per almeno 5 minuti primi ad un valore compreso tra 49,9 e 50,1)

Prima detto intervallo era concesso solo per Sicilia e Sardegna.

- (art. 7.1.1) Idem per la stabilizzazione di frequenza prima dell'avviamento e aumento graduale della potenza immessa in rete.

Nello stesso contesto è stato altresì approvato il nuovo allegato al Codice di rete (Allegato A72) - Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI).

Esso definisce le modalità di attuazione della riduzione della produzione da impianti di GD³⁹ connessi alle reti elettriche di MT al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale anche attraverso i servizi di bilanciamento e riserva, laddove si verifichino situazioni di riduzione di capacità regolante del sistema elettrico nazionale e come tali potenzialmente critiche. E prevede che:

- vengano disconnessi alcuni impianti dalle reti di MT (100 kW), alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica, che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari);
- la predetta disconnessione, nel caso d'impianti connessi in MT su linee dedicate, sia effettuata direttamente dalle imprese distributrici con preavviso di 60 minuti;
- le eventuali disconnessioni degli altri impianti eolici o fotovoltaici connessi in MT siano effettuate dai produttori, con preavviso di sette giorni e salvo revoca il secondo giorno prima della disconnessione, in attesa dell'implementazione dei dispositivi necessari per il teledistacco.

Delibera 2-08-2012 n. 344/2012/R/EEL

Le modifiche apportate attengono i seguenti punti.

- La dichiarazione prevista dall'art.4, c. 4.2, lettera c), della Delibera n. 84/2012/R/eel⁴⁰, può essere redatta, nel caso d'impianti che entrano in esercizio dall'1-01-2013, da un responsabile tecnico di impresa installatrice abilitata o da un professionista iscritto all'albo professionale secondo le rispettive competenze⁴¹.
- Nei casi di sostituzione degli inverter e/o degli SPI si applica l'art. 4 della Delibera n. 84/2012/R/eel. La data⁴² di tali operazioni individua i requisiti che devono soddisfare i dispositivi da utilizzare, previsti nelle tempistiche di cui all'art. 4.1 per le nuove connessioni.

³⁹ 3La possibilità di disconnettere è già prevista dal Codice di rete nel caso di impianti connessi alla rete di trasmissione nazionale, ma non è ancora prevista nel caso di impianti connessi alle reti di distribuzione.

⁴⁰ Attestazione che l'impianto e il SPI sono stati realizzati in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 0-21 e futura edizione CEI 0-16 e alle prescrizioni dell'Allegato A70, o meglio a quali prescrizioni dell'Allegato A70 e/o delle norme CEI l'impianto ed il SPI sono conformi.

⁴¹ Mentre prima di tale data i soggetti che possono sottoscrivere l'attestazione sono (art. 40, c. 40.5, del TIQE 2012-2015):

a) responsabile tecnico da almeno cinque anni di imprese installatrici abilitate ai sensi dell'art. 3 del DM n. 37/08 per gli impianti di cui all'art. 1, c. 2, lettera a), del decreto stesso;

b) professionista iscritto all'albo professionale per le specifiche competenze tecniche richieste, e che ha esercitato la professione per almeno cinque anni nel settore impiantistico elettrico;

c) responsabile dell'ufficio tecnico interno dell'impresa non installatrice, in cui la cabina è installata, se in possesso dei requisiti tecnico professionali di cui all'art. 4 del DM n. 37/08 per gli impianti di cui all'art. 1, c. 2, lettera a) del decreto stesso.

⁴² La data deve essere comunicata all'impresa distributtrice e anche al GSE, con dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà, redatta ai sensi del D.P.R. 445/00, se il produttore percepisce incentivi.

- Nel caso d'impianti già connessi in BT al 30-06-2012, qualora un inverter debba essere sostituito a seguito di guasto e risulti tecnicamente impossibile⁴³ definire una soluzione che consenta di sostituire un inverter esistente con uno rispondente ai requisiti vigenti alla data della sostituzione, è possibile effettuare la sostituzione con un inverter di pari modello, e comunque con prestazioni non inferiori, purché almeno in grado di evitare la disconnessione nell'intervallo di frequenza 4951 Hz e di rispettare le restanti parti del p. 5 dell'Allegato A.708.
- Qualora l'impresa distributrice accerti, anche dopo il dovuto sollecito, il mancato adeguamento degli impianti di produzione a MT di potenza superiore a 50 kW alle prescrizioni dell'Allegato A.70, la stessa ne dà comunicazione al GSE che sospende l'erogazione degli incentivi fino all'avvenuta regolarizzazione degli stessi. In caso di ravvedimento il produttore vede ripristinati gli incentivi se produce una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, redatta ai sensi del D.P.R. 445/00, e solo dopo una verifica, con esito positivo, da parte dell'impresa distributrice competente per territorio.

agu 08-12



⁴³ Nella comunicazione di cui sopra devono essere evidenziati i motivi che rendono tecnicamente impossibile la sostituzione di un inverter esistente con altro rispondente ai requisiti vigenti alla data della sostituzione.

REPORTAGE

LE ULTIME NOVITÀ NORMATIVE IN MATERIA DI IMPIANTI ALLARME INTRUSIONE



Articolo tratto dal periodico CEI Magazine, rivista di informazione del Comitato Elettrotecnico Italiano.

Gli impianti di allarme intrusione sono sistemi di allarme inseriti in un contesto operativo definito, come ad esempio un'unità abitativa isolata oppure un esercizio commerciale.

Questi impianti rientrano nel campo di applicazione sia della L. 186/68 che del più recente DM 37/08 che definisce gli impianti di cui all'art.1, comma 2, lett. b) come "impianti radiotelevisivi ed elettronici" specificando che devono intendersi tali "le componenti impiantistiche necessarie alla trasmissione ed alla ricezione dei segnali e dei dati, anche relativi agli impianti di sicurezza, [...]" (art.2, comma 1, lett. f); e come tali sono pertanto soggetti, tra l'altro, all'obbligo di progettazione e realizzazione a regola d'arte.

La Norma CEI 79-3 costituisce la norma tecnica del CEI di riferimento per la progettazione, realizzazione, verifica e manutenzione di questo tipo di impianti. Le principali novità di questa nuova edizione della Norma CEI 79-3 sono costituite dall'allineamento alla terminologia ed alla logica di classificazione dei sistemi di allarme intrusione e rapina definiti dalla Norma europea EN 50131-1 e dall'integrazione alcune sezioni tratte dalla guida di applicazione CEI CLC/TS 50131-7:2010.

Inoltre, per fornire un metodo di valutazione del livello di prestazione dell'impianto alternativo a quello analitico è stato introdotto un metodo tabellare.

La Norma CEI 79-3 è strutturata nell'ordine logico secondo il quale dovrebbe essere normalmente progettato e installato un impianto di allarme intrusione e rapina. Ogni procedura è definita puntualmente e separatamente, anche se, nella pratica, alcune procedure potranno essere eseguite contemporaneamente. Il diagramma di flusso, le attività e i documenti che devono essere redatti in ogni fase del processo di progettazione, realizzazione, verifica e manutenzione di un impianto di allarme intrusione è riportato in un allegato alla Norma.

Le prescrizioni della Norma CEI 79-3 si applicano agli impianti di allarme intrusione e agli impianti di allarme rapina anche quando questi sono installati indipendentemente gli uni dagli altri. La Norma si riferisce a tutte le classi ambientali e gradi di sicurezza dei Sistemi di Allarme Intrusione e Rapina (I&HAS) di qualunque dimensione e complessità.

La progettazione degli impianti di allarme

I sistemi di allarme sono uno dei componenti essenziali dei sistemi di sicurezza nel senso di "security", ossia la sicurezza delle persone e dei beni contro atti illeciti deliberatamente compiuti da terzi.

Il sistema di sicurezza può essere infatti definito come l'insieme di due sottosistemi componenti: il sottosistema passivo ed il sottosistema attivo (sistema di allarme).

Il sottosistema passivo è composto da tutti i mezzi fisici che sono interposti tra la possibile fonte di pericolo e ciò che si vuole proteggere.

Il sottosistema attivo è composto, invece, da quel complesso di apparecchiature che, opportunamente disposte e collegate, permettono di rilevare e segnalare il tentativo di superamento dei mezzi fisici che costituiscono il sottosistema passivo. Un sistema di allarme deve essere, quindi, sempre considerato come un sottosistema funzionale ad un sistema più ampio ed articolato, che ha come obiettivo quello di ridurre il rischio mediante l'adozione di mezzi di contrasto e di protezione: il sistema di sicurezza.

È importante sottolineare che, anche nel campo della security, l'approccio operativo è quello della gestione del rischio. La progettazione di un sistema di sicurezza deve quindi partire da una fase iniziale di identificazione, analisi e stima dei rischi (a fronte della quale si valuterà l'accettabilità o meno del livello di rischio corrente), per analizzare poi quali possano essere le strategie di gestione del rischio. Tipicamente le strategie di gestione del rischio prevedono la sua riduzione mediante l'adozione di opportune misure di sicurezza oppure il trasferimento del rischio a terze parti od infine, in linea di principio, l'accettazione parziale o completa del livello di rischio corrente. In ogni caso si avrà sempre e comunque un rischio residuo.

Per la progettazione di un sistema di sicurezza, e quindi di un sistema di allarme, l'analisi del rischio è la fase fondamentale che consente di acquisire la conoscenza dei pericoli che incombono e per poter dirigere sforzi e risorse a difesa delle aree più vulnerabili. L'analisi del rischio permette di commisurare le contromisure atte a mitigare il rischio con le risorse disponibili.

A prescindere dalla metodologia utilizzata, il processo di analisi del rischio consiste fondamentalmente:

- nell'individuare, classificare e valorizzare i beni da proteggere;
- nell'individuare e valutare gli agenti ostili, le minacce e la vulnerabilità del proprio contesto;
- nel valutare il livello di rischio corrente e confrontarlo con il livello di rischio accettabile;
- nel definire quali contromisure adottare per ridurre il rischio nei limiti di accettabilità definiti;
- nel valutare il rischio residuo e definire le modalità operative che permettono di mantenere il rischio entro questi livelli.
- Una stima dell'efficacia di un sistema di sicurezza può essere ottenuta utilizzando la seguente formula:

$$T_{RIV} + T_{TX} + T_{INT} \leq T_{ABB}$$

Questa relazione ci dice che un sistema di sicurezza è efficace se il tempo di rivelazione dell'azione criminosa (T_{RIV}) sommato al tempo necessario per trasmettere l'informazione (T_{TX}) sommato al tempo necessario per intervenire (T_{INT}) è inferiore al tempo necessario per superare il sottosistema passivo (T_{ABB}).

La formula, oltre a confermare che il sistema di sicurezza è composto dai sottosistemi passivo ed attivo, evidenzia che:

- è inutile disporre di un ottimo sistema di allarme se il tempo necessario per portare a compimento l'azione criminosa è inferiore al tempo necessario per intervenire;
- è inutile disporre di un sottosistema passivo quando non esiste un sistema di allarme (o non esiste un sistema di allarme efficiente), dato che, in questi casi, il tempo a disposizione per portare a compimento l'azione sarebbe certamente disponibile.

Come già accennato, gli impianti di allarme intrusione sono sistemi di allarme inseriti in un contesto operativo definito, come ad esempio un'unità abitativa isolata oppure un esercizio

commerciale. Gli impianti di allarme devono quindi individuare le minacce e trasmettere l'informazione in modo tale da rendere possibile l'intervento ed in ultima analisi prevenire il danno.

La Norma CEI 79-3 ha come fine ultimo quello di permettere di progettare e realizzare impianti di allarme intrusione e rapina che siano in grado di fornire le prestazioni prescritte, riducendo al minimo gli allarmi indesiderati.

In generale, come primo passo della progettazione di un impianto di allarme è necessario eseguire una valutazione delle aree da proteggere, allo scopo di determinare il livello di prestazione dell'impianto di allarme e la scelta dei componenti da utilizzare (grado di sicurezza e classe ambientale).

Le opzioni per conseguire un dato livello di prestazione sono molteplici anche se, in ultima analisi, questo sarà sempre funzione del grado di sicurezza dei componenti del sistema di allarme, della sua architettura e della sua consistenza.

La Norma CEI 79-3 ammette che un impianto di allarme possa comprendere componenti di Sistemi di Allarme Intrusione e Rapina (I&HAS) caratterizzati da gradi di sicurezza diversi.

La classe ambientale di ogni componente del sistema deve essere determinata invece coerentemente con le condizioni ambientali nelle quali si prevede che il componente debba funzionare.

La Norma CEI 79-3 prescrive che il progetto dell'impianto debba essere sottoposto al committente per l'approvazione. L'elenco completo della documentazione che il progetto deve prevedere è dettagliato nell'Allegato F della Norma. Il progetto dell'impianto può essere modificato in corso d'opera; in ogni caso tutte le modifiche devono essere concordate con il committente e la documentazione deve essere modificata coerentemente.

Così come il progetto deve essere gestito in maniera trasparente con il committente, anche le responsabilità di ogni singola fase del processo di fornitura dell'impianto di Allarme Intrusione e Rapina, devono essere definite e concordate tra le parti interessate.

L'installazione di un impianto di allarme intrusione e rapina deve essere effettuata in conformità alle prescrizioni della Norma CEI 64-8 comprese quelle per la protezione contro le sovratensioni (Sezione 44). L'alimentazione in corrente alternata del Sistema di Allarme Intrusione e Rapina (I&HAS) deve essere preferenziale, cioè derivare direttamente dal quadro generale a valle dell'interruttore principale.

La Norma CEI 79-3 dettaglia le verifiche da effettuare per quanto riguarda l'ispezione, le prove funzionali e la messa in servizio dell'impianto; l'elenco è da considerarsi come elenco di minima; altre prove di accettazione possono essere infatti concordate fra committente e fornitore.

Un aspetto innovativo introdotto da quest'edizione della Norma è un allegato informativo che descrive le competenze delle persone responsabili della valutazione del rischio, della progettazione, dell'installazione, della manutenzione e riparazione di un impianto di allarme intrusione, indicando quale debba essere la formazione e l'esperienza minima necessaria.

Livello di prestazione

La Norma CEI 79-3 descrive anche un metodo oggettivo per definire il livello di prestazione di un impianto in funzione della consistenza, delle caratteristiche dei componenti installati e delle modalità realizzative dell'impianto stesso.

Secondo la norma, la sicurezza ottenibile in un dato luogo da proteggere da tentativi di effrazione e/o intrusione è correlata al numero di barriere funzionalmente concentriche che è possibile realizzare, qualunque sia la sua struttura fisica. Queste barriere sono costituite da opportuni mezzi fisici (pareti, porte, cancelli, ecc.) controllati da un certo numero di rivelatori di diverso tipo, in funzione della porzione affidata alla loro sorveglianza.

L'impianto di allarme è quella parte del sistema di sicurezza costituito da un complesso di apparecchiature, opportunamente disposte e collegate, atto a rilevare e segnalare tentativi di superamento dei mezzi fisici che intendono contrastare l'azione criminosa.

La Norma CEI 79-3 considera gli impianti di allarme intrusione composti dai tre sottosistemi:

- Sottosistema Rivelatori
- Sottosistema Apparati essenziali ed opzionali
- Sottosistema Dispositivi di allarme

La funzione del "Sottosistema Rivelatori" è quella di rilevare ogni tentativo di superamento delle barriere fisiche ed assolve quindi ad un compito di sorveglianza.

La funzione del "Sottosistema Apparati essenziali ed opzionali" è quella di gestire l'informazione prodotta dal Sottosistema Rivelatori ed in particolare:

- raccogliere le informazioni;
- analizzare le informazioni;
- attivare i mezzi di dissuasione locali;
- attivare la comunicazione a distanza della condizione di pericolo.

I componenti opzionali di questo sottosistema servono ad aumentare il livello di prestazione complessivo dell'impianto.

La funzione del "Sottosistema Dispositivi di Allarme" è duplice e si realizza:

- localmente, attraverso una funzione sostanzialmente dissuasiva (Allarmi acustici e luminosi);
- a distanza, attraverso l'invio di messaggi di allarme.

Con riferimento al livello di prestazione, la Norma CEI 79-3, propone un metodo di valutazione che assegna ad ognuno dei 3 sottosistemi componenti un fattore di merito il cui valore è convenzionalmente compreso tra 0 e 1; il livello complessivo di prestazione dell'impianto è pari al livello di prestazione del sottosistema con la classificazione peggiore.

Gli elementi considerati per l'attribuzione dei fattori di merito sono:

- il livello di prestazione dei singoli apparati che compongono l'impianto; il metodo di calcolo presuppone che tali apparati siano conformi alle Norme CEI 79-2 o alle Norme della serie EN 50131;
- le modalità d'installazione e d'esecuzione delle interconnessioni descritte dalla stessa Norma;
- la correlazione fra i singoli apparati nei due casi possibili di:
 - apparati funzionalmente in parallelo, il cui contributo alle prestazioni globali corrisponde alla somma dei singoli contributi;
 - apparati funzionalmente in serie, il cui contributo alle prestazioni globali corrisponde al prodotto dei singoli contributi;
- l'importanza relativa dei singoli apparati; il metodo ne tiene conto per mezzo di coefficienti moltiplicativi (per gli elementi funzionalmente in parallelo) o di coefficienti esponenziali (per gli elementi funzionalmente in serie), il cui valore convenzionale viene fissato per singoli casi tipici;
- la presenza di zone non protette totalmente da determinati raggruppamenti omogenei di rivelatori; il metodo ne tiene conto introducendo un coefficiente d'insuperabilità della protezione all'interno del fattore di merito dei rivelatori.

Il metodo di calcolo del livello di prestazione non tiene conto, di proposito, della qualità della gestione e dell'accuratezza della manutenzione, che solo la Norma CEI 79-3 assume come prerequisiti essenziali per mantenere un determinato livello di prestazione.

È importante sottolineare che il primo è il livello di prestazione minimo affinché l'impianto realizzato possa essere dichiarato conforme alla Norma CEI 79-3. Se il calcolo del livello di prestazione di un sottosistema fornisce come risultato un valore inferiore al primo, il sottosistema

e quindi l'intero impianto sono considerati non classificabili e conseguentemente non conformi ai requisiti Normativi.

Il metodo tabellare è concettualmente più semplice da utilizzare ma è meno flessibile e può risultare eccessivamente rigido in impianti complessi o di grandi dimensioni. Sostanzialmente la nuova edizione della Norma CEI 79-3 fornisce per ciascuna delle cinque tipologie impiantistiche che rappresentano contesti operativi omogenei (unità abitativa isolata, unità abitativa non isolata, caveau, insediamento industriale, cassaforte) 3 tabelle per ciascun sottoinsieme che compone l'impianto. Da queste tabelle è possibile dedurre direttamente il livello di prestazione di ciascun sottosistema in funzione del grado di sicurezza, del tipo e della disposizione dei componenti.

Con riferimento alla Tabella 1 si vede, ad esempio, come impiegando rivelatori del tipo contatti magnetici su tutte le aperture ed un sistema di rivelatori volumetrici a trappola, tutti con grado di sicurezza 1 si ottiene un livello di prestazione del sottoinsieme rivelatori pari ad 1.

Tabella 1 – Unità abitativa non isolata con accessi praticabili posti ad un'altezza superiore a 4 m dal suolo – Determinazione del livello di prestazione del sottoinsieme rivelatori

Unità abitativa non isolata (accessi praticabili con $h > 4m$) Sottoinsieme Rivelatori					
Da considerare	Livello di prestazione 1		Livello di prestazione 2		Livello di prestazione 3 oppure 4
Porte e accessi perimetrali	O	-	O + P	O	O
Finestre	-	-	-	-	-
Pareti	-	-	-	-	-
Soffitti e tetti	-	-	-	-	-
Pavimenti	-	-	-	-	-
Locali	T	C	T	C	C
Oggetto (alto rischio)	-	-	-	-	S

Legenda:

O = Apertura (Protezione realizzata tramite uno più rivelatori in grado di rilevare tentativi di intrusione attraverso tutti gli accessi praticabili).

T = Trappola (Protezione realizzata tramite uno o più rivelatori – in genere volumetrici – secondo la metodologia a "trappola", a protezione dei corridoi ed i locali dove sono contenuti i beni di maggior valore).

P = Penetrazione (Protezione realizzata attraverso uno o più rivelatori in grado di rilevare tentativi di effrazione portati a danno delle superfici di tutti gli accessi praticabili).

C = Completa (Protezione realizzata attraverso uno o più rivelatori a protezione dei volumi di tutti gli ambienti dell'unità abitativa).

S = Oggetto che richiede considerazioni particolari.

ATTUALITÀ

LA LUCE DEL FUTURO È DI CASA



UNO STRUMENTO PER CHI VUOLE TROVARE NUOVE ISPIRAZIONI E IDEE.

Estratto dalla Guida: "La luce del futuro è di casa - la prima guida all'illuminazione domestica con i LED".

La nuova dimensione della luce

Da tempo diffusissimi come spie colorate nei prodotti elettrici ed elettronici, i LED sono diventati le sorgenti luminose "allo stato solido" utilizzate negli impieghi più svariati, dai flash per le fotocamere digitali alle torce elettriche, dalle luci delle automobili alla retroilluminazione dei display di telefonini, computer e apparecchi televisivi.

Piccoli, robusti e sicuri, sempre più efficienti e potenti, i LED hanno aperto nuovi orizzonti nel design degli apparecchi di illuminazione, dato vita ad una nuova categoria di lampade ad alta efficienza che riducono i costi delle bollette della luce e le emissioni di CO₂, reso possibile un nuovo approccio all'illuminazione della casa basato sull'integrazione architettuale. Ma che cosa sono esattamente i LED?

Caratteristiche

I LED (Light Emitting Diode) sono componenti optoelettronici: il loro cuore, il chip, è composto da strati di materiale semiconduttore e la luce viene emessa direttamente dallo strato cosiddetto attivo in risposta ad uno stimolo elettrico polarizzato. I LED richiedono l'utilizzo di un trasformatore elettronico che eroga corrente e/o tensione continua stabilizzata.

Questo dispositivo può essere separato oppure integrato nell'apparecchio di illuminazione o nella base della lampada. Rispetto alle altre sorgenti luminose, in particolare rispetto alle lampade ad incandescenza, i LED offrono vantaggi decisivi:

- Luce bianca, colorata e multicolore;
- Miniaturizzazione;
- Elevata efficienza;
- Lunghissima durata;
- Estrema robustezza.

Che cosa sono i LED?

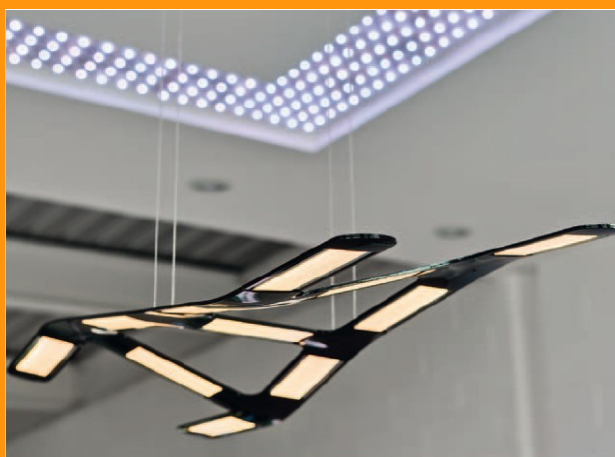
Luce personalizzata. Diversamente dalle lampade ad incandescenza che emettono luce bianca nella quale sono presenti tutte le componenti cromatiche, i LED emettono luce di un solo colore con specifica lunghezza d'onda, che dipende dal materiale di cui si compone il chip. La luce bianca viene ottenuta in due modi. Il primo utilizza l'emissione di un LED blu per stimolare un rivestimento di fosforo che, in risposta, emette luce bianca analogamente a quanto avviene nelle

lampade fluorescenti. Il secondo si basa sulla tecnica RGB (Red Green Blu). In questo caso, vengono assemblati insieme chip dei tre colori fondamentali, rosso, verde e blu: la luce bianca, di varie, possibili tonalità, è ottenuta bilanciando l'apporto di queste componenti cromatiche. Tutta la gamma degli altri colori, sfumature e tonalità nasce dalla miscela delle tre componenti, in modo analogo ai colori ottenuti da un pittore che mescola i colori sulla tavolozza.

In ogni caso, nella luce dei LED non sono presenti componenti né UV, né IR.

Che cosa è un OLED?

OLED è l'acronimo di Organic Light Emitting Diode, ovvero LED organico. Anche in questo caso si tratta di una sorgente luminosa che emette luce direttamente in risposta ad uno stimolo elettrico polarizzato, ma il suo "strato attivo" è costituito da materiali organici. Gli OLED sono ultrasottili, con uno spessore inferiore a un centesimo del diametro di un capello, e si presentano come vere e proprie superfici luminose. Grazie all'enorme potenziale applicativo sono oggi al centro di un'intensa attività di ricerca e sviluppo.



I LED in pratica: prodotti e soluzioni

Lampade LED: luce high-tech per la sostituzione delle sorgenti luminose tradizionali.

Pronte alla sostituzione delle lampade ad incandescenza con attacco E27 o E14 negli apparecchi esistenti offrono scelta di tonalità di luce bianca, colorata e multicolor.

Sono disponibili nelle versioni con riflettore anche per la sostituzione delle lampade spot alogene.

Apparecchi di illuminazione LED: design high-tech per la luce che arreda.

Sono le soluzioni complete, pronte all'uso, facili da installare, in molti casi semplicemente da collegare alla normale presa di corrente (plug & play). O pronte per fare luce ovunque in totale autonomia dalla rete elettrica grazie all'alimentazione a batteria.

Ad elevata modularità, per configurare in ogni applicazione la soluzione ideale.

Moduli LED: integrazione della luce high-tech nel progetto casa.

I moduli LED adatti all'impiego nelle principali applicazioni domestiche sono i "building block" di un'illuminazione estremamente personalizzata, integrata nell'architettura della casa. La varietà di moduli, l'ampia offerta di funzioni di alimentazione e controllo, la scelta di tipologie di luce permettono di realizzare anche i progetti di interior design più sofisticati.

I vantaggi decisivi dei LED

- Luce e colore: massima personalizzazione.
 - Luce calda simile a quella di una lampada ad incandescenza o luce fredda.
 - Luce colorata nei colori blu, verde, rosso, giallo.
 - Luce multicolore, gestita dal dispositivo di alimentazione e controllo in modo da assicurare anche il graduale passaggio da una colorazione all'altra.
- Nessuna emissione IR e UV.

- Miniaturizzazione. La chiave del design high-tech.
- Elevata efficienza: fino all'80% di risparmio energetico.
Ad esempio una lampada LED assorbe circa un quinto dell'energia elettrica consumata da una lampada ad incandescenza equivalente. Il suo utilizzo riduce i costi della bolletta della luce e le emissioni di CO2 nell'atmosfera.
- Durata extra lunga: fino a 35.000 ore per le lampade, fino a 50.000 ore per apparecchi di illuminazione e moduli
- Sicurezza.
Funzionamento in bassissima tensione, ridotta emissione di calore.
- Assenza di mercurio.
Minore produzione di rifiuti e ridotto consumo di risorse grazie alla durata estremamente lunga.

L'illuminazione domestica ambiente per ambiente

La casa è un ambiente multifunzionale, il luogo del relax, del riposo, dell'accoglienza ma anche di molte attività quali la lettura, lo studio, il lavoro in cucina. La casa è il nostro habitat su misura, vuole anche dire armonia, comfort, personalità e stile. La casa ci rappresenta e la luce valorizza gli elementi architettonici e di arredo, dà forma ai volumi e vita ai colori.

La casa ben illuminata è un ambiente nel quale convivono tipi diversi di illuminazione: occorre mescolare luce diretta e indiretta, luce d'accento e da lavoro, luci morbide e più decise, magari anche un tocco di colore. Vediamo, ambiente per ambiente, quali sono le funzionalità in gioco e gli elementi di personalizzazione.

Ingresso e corridoi. L'ingresso ha la funzione di accogliere i visitatori ma anche il nostro ritorno dopo una giornata di lavoro. In genere è una piccola area, molto funzionale, alla quale è adatta un'illuminazione diffusa, ottenuta con apparecchi a soffitto o con una piantana. Le applique valorizzano elementi architettonici quali archi e porte, una soluzione valida anche per i corridoi.

Il soggiorno. Da molti punti di vista è il cuore della casa, un ambiente articolato nel quale si svolgono le attività più diverse: si cena, si guarda la televisione, si chiacchiera con gli amici, si legge, si ascolta la musica... La sua illuminazione deve essere altrettanto articolata sul piano funzionale ma deve anche saper creare le atmosfere adatte e valorizzare gli elementi di arredo e architettonici.

La cucina. È un ambiente caldo e accogliente, nel quale la famiglia trascorre molto tempo, in particolare se è attrezzato con un angolo per la colazione. Non ci sono però solo comfort e relax cui badare. In cucina si svolgono attività che richiedono una buona illuminazione funzionale, localizzata sul lavello e sui piani di lavoro e di cottura. Calore e funzionalità devono andare di pari passo.

La camera da letto. Per sognare basta il buio ma nella camera da letto si svolgono anche altre attività che richiedono sicuramente la luce... Come la lettura, stando magari attenti a non dar fastidio a chi dorme accanto. O la vestizione, per andare in ufficio o ad una serata di gala; in ogni caso è importante vedere bene i colori di abiti e accessori. Anche in questo regno della tonalità di luce calda warm white, illuminazione d'ambiente e localizzata si integrano.

Il bagno. È il primo ambiente nel quale si entra una volta alzati dal letto ed è importante che sia accogliente oltre che funzionale. Se poi ha una vasca da bagno oltre ad una doccia, è sicuramente

anche un luogo di relax. Tutto, però, ruota intorno allo specchio, davanti al quale si svolge il rito della barba o ci si trucca prima di uscire...

La camera dei bambini. È il luogo che accompagna la crescita dei figli e che nel tempo dovrà soddisfare esigenze diverse. È un altro ambiente multifunzionale per eccellenza: riposo, studio, gioco, incontri con amici e compagni di scuola sono le attività che tipicamente vi si svolgono. In particolare quando i bambini sono piccoli, è sicuramente meglio evitare piantane e altri apparecchi con lunghi cavi di collegamento e concentrarsi su soluzioni applicate a parete o a soffitto.

Lo studio. Nel suo piccolo è in genere un ambiente dalle molteplici funzionalità. Qui può trovarsi la scrivania con il computer di casa utilizzato anche per la navigazione in internet. O una libreria e l'angolo dedicato alla lettura. Può anche essere un vero e proprio "home office" sempre più spesso utilizzato in una delle tante forme di lavoro moderno. Attrezzato con un tavolo di lavoro è anche stanza degli hobby.

Garage, lavanderia e cantina. Tipici delle villette, questi locali sono abbastanza comuni anche nelle case di città, dove, ad esempio, il box è reso indispensabile dai problemi di parcheggio e la lavanderia è spesso sostituita da un bagnetto di servizio. In genere non sono esposti alla luce naturale: in questi ambienti, la sicurezza di chi si muove e le attività che si svolgono dipendono interamente dall'apporto di luce artificiale.

Il terrazzo e altri spazi esterni. Il ricercatissimo terrazzo, o in alternativa un balcone spazioso, permette di proiettare la casa in una dimensione esterna, di solito utilizzata anche per inserire elementi della natura, piante ornamentali, dai gerani alle edere, o aromatiche, come alloro, salvia e rosmarino. L'illuminazione di questi spazi "aperti" e di altre aree quali vialetti di ingresso o piccoli giardini contribuisce alla sicurezza e può creare un'incantevole vista notturna.

Le altre alternative alle lampade ad incandescenza

Le lampade LED sono l'alternativa più moderna alle lampade ad incandescenza.

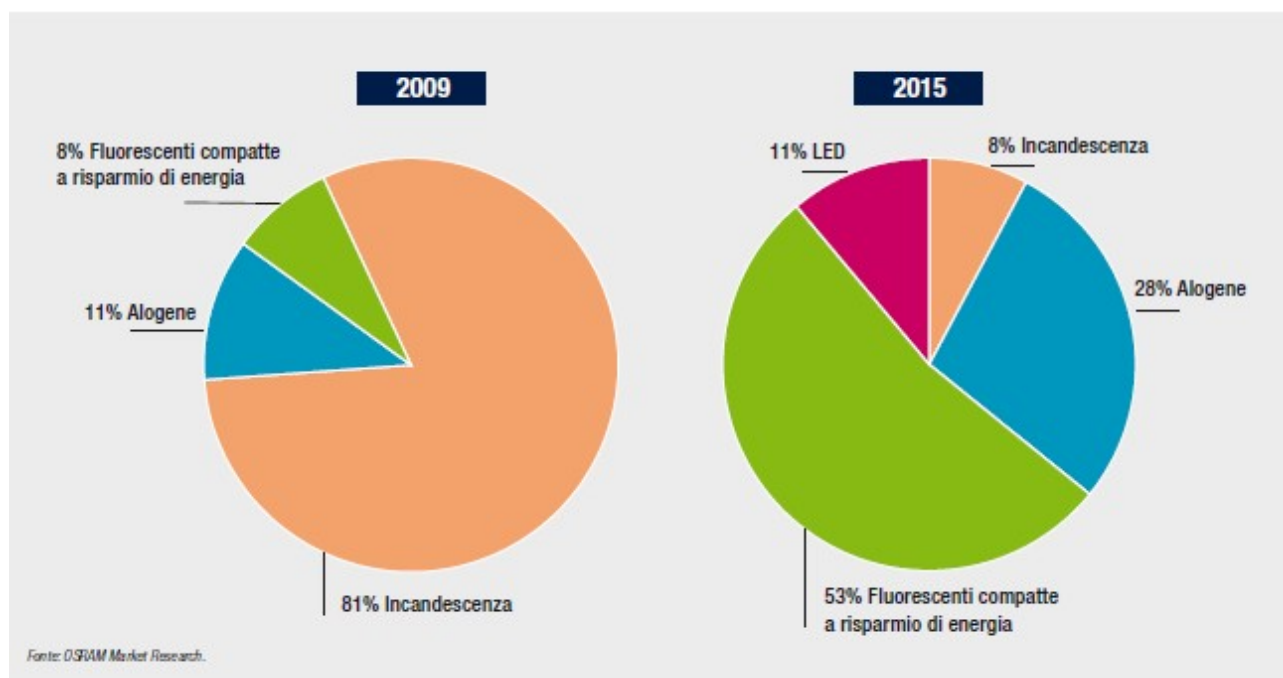
Non l'unica: le lampade fluorescenti compatte con alimentatore integrato, la forma originale della luce "a risparmio energetico", e una nuova generazione di lampade alogene molto più efficienti di quelle precedenti, sono le altre opzioni disponibili per ridurre i consumi di energia elettrica e le emissioni di CO₂ legati alla illuminazione.

Tutti i paesi dell'Unione Europea stanno dando attuazione alla Direttiva Europea ErP 2009/125/CE - Regolamento 244/2009/CE - Emendamento 859/2009/CE che definisce le specifiche per la progettazione eco-compatibile dei prodotti legati ai consumi energetici. L'obiettivo fondamentale è la salvaguardia del clima e dell'ambiente attraverso la maggiore efficienza dei dispositivi.

Semplice come cambiare lampadina

In Italia la graduale dismissione delle lampade ad incandescenza, le sorgenti luminose decisamente meno efficienti, è iniziata nel settembre 2009 con il divieto di prima immissione sul mercato di tutte le lampade smerigliate e dei modelli con potenza uguale o superiore ai 100 W. Nel 2012 il divieto arriverà ad estendersi ai modelli con potenza compresa tra i 40 W e i 15 W.

Secondo le stime OSRAM, questo percorso porterà nel 2015 i paesi dell'Unione Europea ad avere un mercato delle lampade completamente diverso da quello che fino a pochissimo tempo fa era dominato dalle lampade ad incandescenza, un importante contributo al raggiungimento degli obiettivi UE di riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di CO₂.



Tanto di guadagnato

Per dare un'idea dell'impatto esercitato dal cambiamento, proviamo ad immaginare che cosa succede nel momento in cui circa 24 milioni di famiglie italiane sostituiscono ad esempio una lampada ad incandescenza da 60 W con l'equivalente lampada LED CLASSIC da 12 W.

I risultati economici e ambientali di questa sostituzione, sono davvero sorprendenti.

All'anno, per 25 anni, si risparmiano

- 23.040.000 lampade che diventano rifiuti
- 1.152.000.000 chilowattora di energia elettrica
- 241.920.000 euro di bollette della luce
- 576.000.000 kg di CO₂ immessi nell'atmosfera

576.000.000 kg corrispondono alla quantità di CO₂ smaltita ogni anno da 28.800.000 alberi, una superficie boschiva superiore a quella del Lazio (17.207,68 kmq).



Luce, colore, percezione

Gli aspetti tecnici e scientifici dell'illuminazione coprono un vasto sistema di discipline che va dalla fisica alla neurologia, dalla chimica alla psicologia, dalla fisiologia all'illuminotecnica.

Questo breve capitolo della guida intende quindi fornire soltanto una visione di insieme dei vari elementi che compongono un quadro interdisciplinare molto complesso.

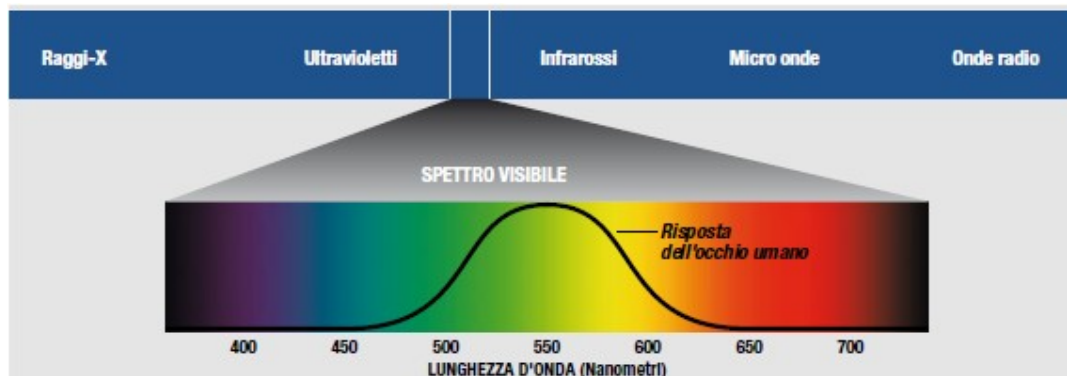
Non ha la pretesa di esaurire gli argomenti, bensì di fornire informazioni di base, spunto per eventuali approfondimenti. Il sito italiano dell'enciclopedia libera più famosa del mondo, www.wikipedia.it, può essere un ottimo punto di partenza per approfondire i vari temi correlati.

Che cosa è la luce

Ai fini pratici la luce può essere definita come la piccola porzione dello spettro elettromagnetico che viene percepita sul piano visivo attraverso l'attivazione del meccanismo della vista. Lo spettro magnetico è un vasto sistema di fenomeni ondulatori che comprende anche raggi X e ultravioletti,

raggi infrarossi, micro onde, onde radio, tutti per altro invisibili all'occhio umano. In comune con le altre forme di energia elettromagnetica, la luce ha la caratteristica di propagarsi in linea retta e di attenuarsi man mano che ci si allontana dalla sorgente.

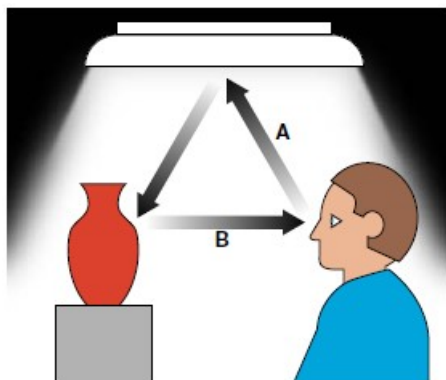
I diversi colori corrispondono a differenti lunghezze d'onda dello spettro. La massima sensibilità dell'occhio umano si manifesta in presenza del colore verde, che per questo è il colore riposante per eccellenza.



Luce e percezione

Noi vediamo un oggetto perché riflette la luce. I fotorecettori, coni e bastoncini, presenti nella retina dell'occhio umano, provvedono a raccogliere la luce riflessa e a trasmettere al cervello, attraverso il nervo ottico una serie di segnali. A loro volta questi segnali vengono decodificati ed elaborati in modo da rappresentare la realtà che vediamo.

Il colore che noi percepiamo di una mela rossa, non è altro che l'elevata quantità di "luce rossa" riflessa dalla pigmentazione della buccia della mela. Naturalmente, a patto che la componente rossa sia ben presente nella luce che viene riflessa.



La vista è il nostro senso dominante perché più di ogni altro controlla e definisce il modo in cui percepiamo il mondo. Ha anche un contenuto fortemente soggettivo: è praticamente impossibile che due persone diverse percepiscano un determinato oggetto esattamente nello stesso modo. Ed è evidente che la luce esercita anche una specifica influenza psicologica e può modificare la percezione: un vicolo scuro, ad esempio, provoca una reazione completamente diversa da quella generata dallo stesso vicolo quando è perfettamente illuminato.

L'illuminazione ha effetti profondi sugli individui, sulle loro emozioni e sulla loro risposta all'ambiente.

La misura della luce

Lumen. La quantità di luce emessa da una lampada senza riflettore, tecnicamente il suo flusso luminoso, si misura in lumen [lm]. Questo dato è obbligatoriamente riportato sulla confezione e rappresenta un fondamentale criterio di acquisto: più elevato è il valore dei lumen, maggiore è la quantità di luce emessa dalla lampada.

Candela. Nel caso delle lampade con riflettore si fa invece riferimento all'intensità luminosa espressa in candele [cd]. Attenzione: questa caratteristica dipende non solo dalla potenza della lampada ma anche dall'apertura del fascio luminoso (espressa in gradi °). Quando si confrontano

le caratteristiche di due lampade con riflettore è importante considerare l'intensità luminosa a parità di apertura del fascio luminoso.

Lux. La quantità di luce presente in un ambiente o richiesta da un compito visivo si chiama illuminamento e si misura in lux [lx]. In pratica indica la quantità di luce disponibile su una superficie. Anche in questo caso, maggiore il valore dei lux, maggiore la quantità di luce disponibile in un ambiente o necessaria per eseguire un lavoro.

Luce e colore

I colori sono percepiti dai coni, i sensori dell'occhio umano specializzati nel colore.

La luce che si trova ad una delle estremità del campo visibile, in corrispondenza della lunghezza d'onda più corta, viene percepita come violetta.

All'altra estremità, in corrispondenza della lunghezza d'onda maggiore, la luce viene percepita rossa. Tutti gli altri colori, blu, verde-blu, verde, giallo e arancio, sono compresi tra questi due limiti dello spettro. La luce nella quale tutte le lunghezze d'onda visibili sono presenti all'incirca nella stessa quantità, come nel caso della luce naturale, ci appare bianca.

Il passaggio attraverso un prisma di vetro rende visibili le componenti. È quello che succede quando si vede l'arcobaleno, prodotto dal passaggio della luce naturale attraverso le particelle d'acqua sospese nell'atmosfera dopo la pioggia.

Effetti del colore

I colori, come la luce, influenzano la percezione di ciò che ci circonda e il nostro stato d'animo. E hanno precisi effetti fisiologici sulle piante e sugli animali.

La scelta dei colori dell'ambiente in cui viviamo non deve quindi tenere conto solo dell'estetica e della moda. I colori freddi, come blu, verde e turchese hanno un'azione riposante e tranquillizzante, adatta alla meditazione. Il rosso e l'arancio, colori caldi per eccellenza, hanno invece effetti stimolanti, addirittura eccitanti. Rosa e giallo sono colori tonificanti.

I colori non solo comunicano (è la base della segnaletica) ma ci predispongono alla comunicazione con gli altri (i colori caldi) o alla introspezione (quelli freddi).

Per quel che riguarda l'ambiente fisico, il colore influenza la percezione degli spazi, dei volumi e delle distanze degli oggetti: i colori più freddi ingrandiscono i volumi e fanno percepire gli oggetti più piccoli e più lontani, il contrario avviene con quelli caldi.



Le reazioni psicofisiologiche ai colori.

Colore	Descrizione	Sensazione di temperatura	Gli oggetti sembrano ...	I volumi appaiono ...	Effetti psico-comportamentali
Rosso	Sensazione di caldo, pressione sanguigna. Gli oggetti rossi sembrano cardico, sviluppa più grandi e più vicini, i volumi ridotti. l'aggressività. Negli ambienti di questo colore non si rimane volentieri a lungo.	Caldo.	Più grandi e più vicini.	Ridotti.	Molto stimolante, e battito cardiaco aumentano, cresce fa accelerare il battito l'aggressività.
Arancio	Simile al rosso negli effetti fisiologici ma meno aggressivo sul piano dei comportamenti. Molto stimolante, invita all'azione e alla comunicazione. Anche gli oggetti di questo colore sembrano più grandi e più vicini, i volumi ridotti. È particolarmente dinamico.	Molto caldo.	Più grandi e molto vicini.	Ridotti.	Eccitante, stimola l'azione.
Giallo	Colore solare per eccellenza ha gli effetti tipici dei colori chiari: stimola la produzione di adrenalina e la circolazione sanguigna, fa apparire meno solidi e più leggeri gli oggetti, più grandi gli spazi. Attenzione, è un segnale associato all'inquinamento, alla chimica, alla radioattività.	Molto caldo.	Più grandi e più vicini.	Ingranditi.	Eccitante, dinamico.
Verde	È il colore al quale corrisponde la massima sensibilità dell'occhio umano e che quindi vediamo con il minimo sforzo. Fa sentire tranquilli e rilassati, aperti agli stimoli esterni. È anche il colore che più richiama la natura e i suoi valori positivi.	Abbastanza freddo.	Più piccoli e più lontani.	Ridotti.	Molto riposante.
Blu	Sensazione di freddo, pressione sanguigna e battito cardiaco rallentano, la respirazione diventa profonda. È il colore della introspezione e dell'isolamento. In inglese, blue significa anche malinconico. Gli oggetti di questo colore vengono percepiti più piccoli e lontani, gli spazi dilatati.	Freddo.	Più piccoli e più lontani.	Dilatati.	Tranquillo, riposante.
Marrone	È l'altro colore più diffuso nella natura. Ispira sicurezza e fiducia e un sulla sensazione atteggiamento conservatore. di temperatura. È quindi preferito in età adulta mentre i bambini lo percepiscono triste.	Non esercita effetti	Piccoli e lontani.	Ristretti.	Energico e socievole.
Violetto	Rende difficile l'attività fisica perché fa sentire legati. Porta passività e depressione, impedendo di scaricare l'emotività.	Freddo.	Più piccoli e lontani in particolare nelle tonalità più scure.	Ridotti.	Esprime fatica e agitazione.

La guida completa **“La luce del futuro è di casa”** è scaricabile gratuitamente nell'area download del sito OSRAM all'indirizzo: www.osram.it

TECNICA

I QUESITI DEI NOSTRI INSTALLATORI



A CURA DELL'UNAE PIEMONTE E VALLE D'AOSTA – IRPAIES

Con l'automazione delle aperture, noi installatori ci accolliamo anche la responsabilità della parte strutturale realizzata dal fabbro?

L'installatore che motorizza un cancello manuale esistente diventa di fatto il costruttore del cancello (ai sensi del DPR 459/96), quindi ha la responsabilità non soltanto di realizzare a regola d'arte l'automazione, ma anche delle condizioni di stabilità e resistenza meccanica del cancello stesso. Questo aspetto può essere fonte di rischi, e deve dunque essere tenuto in debita considerazione, soprattutto quando viene motorizzato un cancello manuale esistente.

In tale caso è opportuno che, prima di realizzare l'automazione del cancello, l'installatore richieda l'intervento di un fabbro che controlli se il cancello è idoneo ad essere automatizzato nelle condizioni in cui si trova, oppure

necessita di interventi migliorativi. Effettuato il controllo, ed eseguiti i lavori eventualmente necessari è, opportuno richiedere al fabbro una dichiarazione che il cancello è idoneo ad essere motorizzato.

La soluzione migliore è che l'installatore, quando assume l'incarico, richieda che tale dichiarazione sia fornita dal cliente (può essere prevista, in proposito, una specifica clausola contrattuale). In tale modo sarà il cliente a dover individuare il fabbro che sottoscriva la dichiarazione (magari lo stesso che ha realizzato il cancello) ed a sopportarne il relativo costo. La dichiarazione del fabbro, che è opportuno allegare al fascicolo tecnico del cancello, è fondamentale per limitare le responsabilità dell'installatore. Se il cancello causa un infortunio (o problemi di sicurezza) dovuto alla mancanza di stabilità, tale dichiarazione "sposterà" la responsabilità dell'infortunio dall'installatore al fabbro; in assenza della suddetta dichiarazione la responsabilità ricadrà invece sull'installatore.

Il fabbro è obbligato a rilasciare la dichiarazione CE per la costruzione del cancello a prescindere se verrà automatizzato o no?

Se il cancello dovrà essere motorizzato non esistono dubbi sul fatto che il fabbro debba rilasciare la una dichiarazione di conformità CE.

Anche quando il cancello non è destinato alla motorizzazione (quindi escluso dalla Direttiva Macchine), bisogna comunque che tutti gli operatori del settore "chiusure", a partire dal fabbro e dal posatore per la messa in opera, si adeguino allo stato dell'arte. Da parte sua, l'utilizzatore finale – individuo privato, amministratore di condominio, datore di lavoro o titolare dell'attività – ha il diritto e l'obbligo di richiedere l'applicazione della normativa e i documenti di accompagnamento, tra i quali la dichiarazione di conformità – che attesta la corretta costruzione del cancello – e la targhetta della marcatura CE (l'applicazione della quale, senza la preventiva compilazione della dichiarazione di conformità, non ha alcun significato).

Le leggi nazionali di riferimento sono il DPR n.246 del 21/4/93 relativo alla Direttiva prodotti da costruzione; le norme tecniche relative al cancello manuale sono due:

- la UNI EN 13241-1 – che è la norma di prodotto per le “chiusure industriali, commerciali, da garage e cancelli”;
- le UNI EN 12604 e UNI EN 12605 relative agli aspetti meccanici costruttivi.

Dalla Direttiva prodotti da costruzione – rivolta ai costruttori di chiusure manuali e motorizzate – deriva l’obbligo della marcatura CE, che sta ad indicare, per l’appunto, la conformità della chiusura ai requisiti di sicurezza richiesti dalla normativa vigente.

Il fabbro è obbligato a mettere i dispositivi anti caduta in fase di nuova costruzione del cancello a prescindere se verrà automatizzato o no?

I dispositivi anticaduta in fase di nuova costruzione del cancello, a prescindere dall’automazione, dal 1° maggio 2005, sono sempre obbligatori.

Dal 1° maggio 2005, dopo un periodo di transizione e di applicazione volontaria di un anno, sono diventate obbligatorie le disposizioni che impongono la marcatura CE dei cancelli (intesi come prodotto finito) da parte del suo costruttore. Quello che è richiesto dal 1° maggio 2005 ai costruttori di cancelli e portoni ad azionamento manuale (e automatizzati) è un definito un iter di progettazione, produzione e installazione che deve garantire l’effettiva conoscenza dei rischi propri del prodotto, di averli verificati e di averli neutralizzati nella maniera migliore possibile.

L’obiettivo è fare in modo che l’utente finale non sia esposto ad alcun pericolo derivante dal corretto utilizzo e dal prevedibile uso non corretto del prodotto.

La normativa vigente ha messo in evidenza l’aspetto della sicurezza. L’installazione di cancelli e portoni ad azionamento manuale o automatizzato, troppo spesso affidata esclusivamente all’esperienza,

pur valida, del costruttore o dell’installatore finale, dal 1° maggio 2005 deve essere accompagnata dall’effettiva rispondenza del prodotto ad una serie di requisiti tecnici atti a garantire, possibilmente, l’assenza di rischi per l’utilizzatore finale, quindi i dispositivi anticaduta sono sempre indispensabili.

Il progetto fatto dall’installatore è costituito semplicemente dallo schema dell’impianto, cosa si intende per schema dell’impianto? Continuo ad avere problemi con i comuni che mi richiedono le planimetrie anche quando non è previsto il progetto del professionista. Come devo comportarmi?

Il D.M. n. 37/2008 prevede, nei casi in cui il progetto sia redatto dal Responsabile Tecnico dell’Impresa installatrice, che deve intendersi come descrizione funzionale dell’opera, in pratica si tratta di una descrizione schematica relativa all’impianto realizzato e di una relazione con la tipologia dei materiali utilizzati.

La planimetria dei locali con la disposizione dell’impianto unifilare con relativi punti luce e prese energia ecc ..., quando non si superano i limiti dimensionali previsti all’art. 5) comma 2 non è obbligatoria; tuttavia quando il cliente la pretende ugualmente (come nel suo caso dove il committente è il comune), le consigliamo di produrla facendo notare al comune che si tratta di un qualcosa in più non previsto dal D.M. 37/2008 e magari facendosi remunerare la maggior prestazione.

L’obbligo di allegare il progetto su planimetria è previsto unicamente quando questo (progetto) è stato redatto da un professionista abilitato e iscritto agli albi professionali secondo le specifiche competenze.

Purtroppo le regole del mercato ci insegnano che il cliente (anche quando non è vero), ha sempre ragione!

I NOSTRI CORSI

Titolo	Obiettivi
Principi di sicurezza degli impianti elettrici (*)	Fornire la conoscenza dei principi tecnici e di sicurezza intrinseca degli impianti quale base propedeutica per affrontare la formazione specialistica (corsi sulla sicurezza e sulla manutenzione cabine); delle normative fondamentali di legge e tecniche riguardanti gli impianti elettrici; degli elementi più significativi per la costruzione, la progettazione e le verifiche degli impianti elettrici.
Lavori su impianti elettrici (*)(&)	Formare il personale che già opera, con conoscenze pratiche, sugli impianti della distribuzione pubblica e utilizzatori di I e II Categoria. Fornire elementi ai Datori di Lavoro per la valutazione del personale nell'affidamento dei compiti, con particolare riferimento ai rapporti operativi con il Committente. Fornire linee d'indirizzo ai D. L. per la valutazione dei rischi aziendali.
Manutentore di cabine di trasformazione MT/BT del cliente finale (*)	Formare il personale che già opera nel settore della costruzione e manutenzione delle cabine elettriche di MT/BT, integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi (di legge e di buona tecnica) inerenti l'esecuzione della manutenzione degli impianti secondo i metodi della regola dell'arte. Fornire ai Datori di Lavoro delle imprese di manutenzione indicazioni per la valutazione del proprio personale e l'aggiornamento del Piano della Sicurezza dei rischi aziendali rispetto anche alle disposizioni per il controllo del rischio elettrico introdotte dalla III edizione della norma CEI 11-27.
Aggiornamento per il personale operativo delle imprese appaltatrici di ENEL (*) (§)	Rivolto al personale dipendente delle imprese appaltatrici di Enel S.p.A. addetto allo svolgimento di attività nel settore degli impianti elettrici AT, MT e BT., già in possesso di un attestato di idoneità per profili professionali (A,B,C,D,E,F,G,H,QSA).
Seminario "Le installazioni fotovoltaiche e le applicazioni del «conto energia»"	Fornire conoscenze di base sul principio della conversione fotovoltaica. Fornire elementi sulle modalità installative degli impianti fotovoltaici integrando le conoscenze pratiche con i criteri normativi, elementi per il collaudo e messa in esercizio degli impianti. Illustrare le procedure per la connessione in rete degli impianti realizzati, analizzare i sistemi di incentivazione ed effettuare alcune valutazioni di natura economica.
Il preposto ai lavori (#)	Formare per conto dei datori di lavoro il personale chiamato a ricoprire il ruolo di Preposto sia sui principi informativi della legislazione della sicurezza sia sugli aspetti connessi all'applicazione delle misure di sicurezza a valle della valutazione dei rischi aziendali.
Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica (@)	Illustrare e approfondire degli argomenti proposti dalla norma CEI 0-21, d'interesse generale per gli utenti e in particolare per i progettisti e i costruttori d'impianti d'utenza

Novità

(*) Corso certificato UNI EN ISO 9001:2008 per la progettazione ed erogazione di attività formative EA37

(#) Conforme ai contenuti dell'articolo 37 del Testo Unico sulla Sicurezza (D.lgs 81/2008 e s.m.i.)

(&) Corso di formazione conforme al modulo 1A+2A della norma CEI 11-27

(§) Conforme alle Specifiche Enel APR 037, Rev.01 e al regolamento tecnico di Accredia RT 13, rev. 00)

(@) Corso di formazione conforme alla Norma CEI 0-21

Per maggiori informazioni contatta la sede regionale più vicina o vai su www.unae.it

PERCHÉ UNAE

Istituto Nazionale di Qualificazione delle
imprese di installazione di impianti Elettrici



Una garanzia di qualità



Chi siamo

L'Istituto Nazionale di Qualificazione delle imprese di Installazioni di impianti elettrici riunisce le imprese che si sono volontariamente sottoposte ad accertamenti di qualificazione e garanzia della qualità e della sicurezza.



UNAE vuol dire garanzia di qualità professionale

Perché rivolgendosi a un'impresa aderente all'UNAE il consumatore ha la certezza di ottenere

- Impianti a regola d'arte e a norma di legge
- Rilascio del documento di dichiarazione di conformità
- Attività di adeguamento e verifica impianti
- Servizio di manutenzione



UNAE e IMQ

UNAE è socio ordinario di IMQ Istituto Italiano del Marchio di Qualità, ente di certificazione con il quale collabora anche per l'attività di formazione e aggiornamento degli operatori del settore. Il marchio IMQ è la garanzia visibile che offre agli installatori la certezza di comprare solo prodotti sicuri e dunque di eseguire impianti conformi ai requisiti di legge.



Informazione

Perché ti aggiorna costantemente sulle norme con seminari tecnici e monotematici.



Qualificazione

Perché ti riconosce come installatore qualificato, così come previsto dal D.M. 37/08.



Riferimento sicuro e competente

Perché ti offre una struttura in grado di supportarti nel risolvere dubbi e problematiche professionali.



Visibilità

Perché ti dà la possibilità di appartenere a un Istituto nazionalmente riconosciuto e apprezzato.



Gruppo

Perché grazie al rapporto con altri professionisti qualificati ti permette di confrontare e condividere le tue problematiche.

Per Informazioni

Per gli installatori: per aderire all'UNAE iscriviti all'Albo UNAE della tua regione, i riferimenti e le modalità li trovi sul sito <http://www.unae.it>

Per i consumatori: per informazioni sull'installatore UNAE più vicino a casa tua, telefona all'Albo UNAE della tua regione, i riferimenti li trovi sul sito <http://www.unae.it>

SCHEDA DI ISCRIZIONE

**Da inviare via fax al n°049/8277599
entro il 21 novembre 2012**

Cognome - Nome
Cognome - Nome
Ditta
DA COMPILARE PER I NON SOCI AVIEL:
Via N°.....
Città CAP Prov
Tel Fax
E-mail

Partita IVA C.F.
☐ Socio UNAE Veneto
☐ Socio UNAE Veneto Aderente
☐ Socio AEIT n°.....
☐ Non Socio
☐ Studente universitario

Informativa ricevuta tramite:

- ☐ newsletter AVIEL
☐ Schneider Electric
☐ Grossista
☐ Altro

☐ Desidero avere informazioni per l'iscrizione all'AVIEL
☐ Desidero essere informato tramite e-mail sulle prossime iniziative organizzate dall'AVIEL.

Ai sensi del D.lgs 196/2003 a tutela della Privacy, autorizzo l'Albo Veneto degli Installatori Elettrici Qualificati ad utilizzare i dati personali da me forniti per la necessaria gestione amministrativo-contabile e per essere informato in futuro delle iniziative in programma.

Data..... Firma

PER ISCRIZIONI E INFORMAZIONI

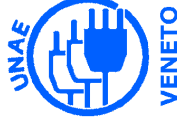


c/o Dipartimento di Ingegneria Industriale
Università di Padova
Via G. Gradenigo, 6/A – 35131 PADOVA
Tel 049/8277563 Fax 049/8277599
info@aviel.it www.aviel.it

**L'Albo Veneto degli Installatori Elettrici
svolge numerosi corsi di formazione, tra i quali:**

- ☐ Corso di formazione' lavori su impianti elettrici" conforme al modulo 1A+2A della norma CEI 11-27 ed. III (15 ore)
- ☐ Corso di aggiornamento sugli impianti elettrici (30 ore)
- ☐ Corso di formazione per manutentori di cabine di trasformazione MT/BT del cliente finale (14 ore)
- ☐ Corso di formazione per la connessione degli utenti BT alla rete di distribuzione pubblica, conforme alla norma CEI 0-21 (8 ore)

Se desideri essere informato sui prossimi incontri, corsi o iniziative AVIEL visita il sito www.aviel.it o scrivi a info@aviel.it



**ALBO VENETO
DEGLI INSTALLATORI
ELETTICI QUALIFICATI**

L'Albo Veneto
degli Installatori Elettrici Qualificati
in collaborazione con



e



organizza un intervento formativo su:

**DOMOTICA ED AUTOMAZIONE
DEGLI EDIFICI RESIDENZIALI.**

Sabato, 24 novembre 2012 - ore 8.45

Sede dell'incontro:

Centro Congressi Padova "A. Luciani"
Via Egidio Forcellini, 170/A - PADOVA

La crisi energetica ed ambientale e le politiche comunitarie richiedono per il futuro un uso intelligente dell'energia senza intaccare la fruibilità ed il comfort dell'utenza.

Si mira a coniugare quindi risparmio energetico, salvaguardia dell'ambiente, soddisfazione dell'utenza.

L'incontro approfondirà questi temi e poi entrerà specificatamente in una particolare soluzione tecnologica.

Tecnologia KNX; introduzione e concetti inerenti la filosofia "Bus" applicata agli impianti elettrici.

- Sistemi "Bus" standard e sistemi proprietari: differenze tra le due tipologie presenti sul mercato, vantaggi e peculiarità di ciascun sistema

- Nato dalla convergenza dei principali bus presenti sul mercato KNX garantisce la massima interoperabilità tra i diversi costruttori consorziati assicurando altresì flessibilità e modularità tipica dei sistemi a intelligenza distribuita.

- Ambiti applicativi: sistemi bus applicati nel terziario e nel residenziale; vantaggi in termini di Efficienza Energetica, Comfort e Sicurezza.

- L'Evoluzione della domotica KNX in ambito residenziale, attraverso l'utilizzo di iPhone e iPad.

Ore 8.45 Registrazione partecipanti

La partecipazione all'incontro tecnico è gratuita.

Sarà resa disponibile la documentazione relativa agli argomenti trattati nell'incontro tecnico.

Ore 9.00 Saluto e presentazione N. Previato - Presidente AVIEL

Verrà inoltre consegnato l'attestato di partecipazione, utile anche ai fini degli eventuali crediti formativi per i Periti Industriali.

Ore 9.15 Domotica: lo stato dell'arte P. Confente - Comitato Tenuta Albo AVIEL

Per l'adesione è richiesta la prenotazione obbligatoria, tramite l'invio della scheda di iscrizione allegata, via posta elettronica (info@aviel.it) o fax (049/8277599), entro il 21/11/2012.

Ore 9.45 Domotica ed automazione degli edifici residenziali C. Cazzin - Schneider Electric

Dell'avvenuta iscrizione sarà data conferma via mail.

Ore 12.00 Discussione

Le indicazioni stradali per raggiungere la sede dell'incontro sono scaricabili dalla home page del sito del Centro Congressi Padova "A. Luciani" www.centrocongressipadova.it link "come raggiungerci".